T.C.
HARRAN ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

TALEP MÜDAHALESİ YÖNTEMLERİNİN SANAYİDE ENERJİ MALİYETLERİ ÜZERİNDEKİ ETKİLERİNİN ANALİZİ

Yılmaz DAĞTEKİN

ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

ŞANLIURFA

2019

Dr. Öğr. Üyesi Nurettin BEŞLİ danışmanlığında Yılmaz DAĞTEKİN' in hazırladığı **'Talep Müdahalesi Yöntemlerinin Sanayide Enerji Maliyetleri Üzerindeki Etkilerinin Analizi'** konulu bu çalışma 19/06/2019 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Harran Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

İmza

Danışman : Dr. Öğr. Üyesi Nurettin BEŞLİ .....

Üye : Prof. Dr. Bülent YEŞİLATA .....

Üye : Dr. Öğr. Üyesi Abdulkadir GÜMÜŞÇÜ .....

Bu Tezin Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalında Yapıldığını ve Enstitümüz Kurallarına Göre Düzenlendiğini Onaylarım.

Doç. Dr. İsmail HİLALİ
Enstitü Müdürü

Not: Bu tezde kullanılan özgün ve başka kaynaktan yapılan bildirişlerin, çizelge, şekil ve fotoğrafların kaynak gösterilmeden kullanımı, 5846 sayılı Fikir ve Sanat Eserleri Kanunundaki hükümlere tabidir.

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ÖZET……...i
ABSTRACT……...ii
TEŞEKKÜR……iii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....vi
ÇİZELGELER DİZİNİ vii
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ.....viii
1. GİRİŞ……....1
1.1. Motivasyon 1
1.2. Tezin Amacı ve Katkısı 4
1.3. Tez Planı 5
2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR.....7
3. MATERYAL ve YÖNTEM.....12
3.1. Materyal.....12
3.1.1. Akıllı sayaçlar ve gelişmiş ölçüm altyapısı 12
3.1.2. Talep müdahalesi.....13
3.1.3. Talep müdahalesi süreci 15
3.1.4. Müşteri enerji tüketim eğrisi.....16
3.1.4.1. Müşteri enerji tüketim eğrisi hesaplama yöntemleri 16
3.1.5. Talep toplayıcılar ve DR olayındaki rolleri 19
3.1.6. Talep müdahalesi programları 20
3.1.6.1. Teşvik tabanlı programlar 21
3.1.6.1.1.1. Doğrudan yük kontrolü (direct load control).....21
3.1.6.1.1.2. Kesilebilir / kapatılabilir programlar 22
3.1.6.1.2. Piyasa tabanlı programlar 22
3.1.6.2. Fiyat tabanlı programlar.....23
3.2. Yöntem 28
3.2.1. Çalışmanın amacı ve kapsamı.....28
3.2.2. Fiyat esnekliği modeli.....28
3.2.2.1. Fiyat esnekliği matrisi 28
3.2.2.2. Talep müdahalesi programlarının ekonomik modeli.....30
3.2.3. Şanlıurfa organize sanayi bölgesi enerji tüketimi 31
3.2.4. Temsili gün seçimi.....34
3.2.5. Kullanıcı yük eğrileri ve fiyat esnekliği matrisleri seçimi 44
3.2.6. Temsili günlerde kullanıcıların DR senaryolarına tepkisi.....47
4. ARAŞTIRMA BULGULARI ve TARTIŞMA 50
4.1. Kullanıcı-1(K-1) İçin Tüm Senaryoların Analiz Sonuçları 50
4.2. Kullanıcı-2(K-2) İçin Tüm Senaryoların Analiz Sonuçları 53
4.3. Kullanıcı-3(K-3) İçin Tüm Senaryoların Analiz Sonuçları 56
4.4. Tüm Kullanıcıların Karşılaştırılması ve Değerlendirme.....59
5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER.....62
KAYNAKLAR……65
ÖZGEÇMİŞ……67
EKLER…… 68

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

TALEP MÜDAHALESİ YÖNTEMLERİNİN SANAYİDE ENERJİ MALİYETLERİ ÜZERİNDEKİ ETKİLERİNİN ANALİZİ

Yılmaz DAĞTEKİN

Harran Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik-Elektronik Mühendisliği

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Nurettin BEŞLİ
Yıl: 2019, Sayfa: 74

Dünyada olduğu kadar Türkiye'de de, enerji üretiminin yetersizliği, elektriğin sürekli fiyat artışı, pik saatlerinde enerji talebinin artması ve yenilenebilir enerji santrallerinin şebekeye entegrasyonunda yaşanan güçlükler, enerji arz güvenilirliği konusunda ciddi sıkıntılara neden olmaktadır. Talep Tarafı Yönetimi (Demand Side Management-DSM) enerji talebinin zamana yayılmış olarak etkin şekilde planlanmasını hedefleyen bir yaklaşımdır. DSM temel olarak iki bileşenden oluşur: Enerji Verimliliği (Energy Efficiency-EE) ve Talep Müdahalesi (Demand Response-DR). Enerji Verimliliği, enerjinin verimli ve tasarruflu kullanılması üzerine yoğunlaşırken; DR, tüm tarafları (tedarik tarafı, talep tarafı, iletim şebekeleri vb.) birlikte hesaba katarak enerji arz ve talebinin dengelenmesine odaklanır. Sanayi tüketicileri, gerek yüksek miktarda enerji tüketimlerinin yüksek olması, gerek enerji taleplerinin daha kolay yönetilebilmeleri sebebiyle DR uygulamalarına evsel ve ticari tüketicilere göre daha iyi tepki vermektedir. Bu tez çalışmasında 3 adet endüstriyel kullanıcıya 4 adet Temsili Gün senaryosu için 3 adet DR programı (Kullanım Zamanı-ToU, Dinamik Kullanım Zamanı-dToU ve Gerçek Zamanlı Fiyatlandırma-RTP) uygulanmıştır. Her bir kullanıcı ve temsili gün için normal kullanım ve DR kullanımı durumları MATLAB yardımıyla analiz edilmiştir. Her durumdaki tüketim miktarları ve fatura azaltımı miktarları karşılaştırılmıştır. DR programlarının uygulanmasının sanayi enerji tüketimi üzerindeki etkileri incelenmiştir.

ANAHTAR KELİMELER: Talep müdahalesi, kullanım zamanı, dinamik kullanım zamanı, gerçek zamanlı fiyatlandırma, fiyat esnekliği matrisi

ABSTRACT

MSc Thesis

ANALYSIS OF THE EFFECTS OF DEMAND RESPONSE PROGRAMS ON INDUSTRIAL ENERGY COSTS

Yılmaz DAĞTEKİN

Harran University
Graduate School of Natural and Applied Sciences
Department of Electrical and Electronic Engineering

Supervisor: Assist. Prof. Dr. Nurettin BEŞLİ
Year: 2019, Page: 74

In Turkey, as in the world, lack of sufficient energy production, continuous rise of electricity price, the rise of energy demand at peak times and the difficulties encountered in the grid integration of renewable energy plants, cause serious difficulties in energy supply reliability. Demand Side Management (DSM) is an approach that aims to ensure the efficient and effective planning of energy demand over short time periods. DSM consists of two components: Energy Efficiency (EE) and Demand Response (DR). While Energy Efficiency focuses on efficient use of energy; DR focuses on balancing energy supply and demand by taking consideration all parties (supply side, demand side, transmission networks, etc.) together. Industrial consumers respond to DR programs better than domestic and commercial consumers due to their high energy consumption and the ability to manage their energy demands more easily. In this thesis, three DR programs (Time of Use -ToU, Dynamic Time of Use -dToU and Real Time Pricing-RTP) were applied to three industrial users for four Representative Day scenarios. For each user and representative day, normal usage and DR usage conditions analyzed via MATLAB code. For each case, electricity consumption amounts and invoice reduction rates were compared. The effects of the implementation of DR programs on the total cost of industrial energy consumption were investigated.

KEY WORDS: Demand response, time of use, dynamic time of use, real time pricing, price elasticity matrix

TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasının başından sonuna kadar her aşamasında bana yardımcı olan, bilgi ve deneyimlerini titizlikle aktaran değerli danışman hocam Dr. Öğr. Üyesi Nurettin BEŞLİ'ye, değerli GAP YENEV Merkezindeki arkadaşlarıma ve maddi manevi destekleri ile her zaman yanımda olan aileme ve tüm dostlarıma sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa No

Şekil 2.1. Örnek bir tekstil fabrikasının düşük sezonda günlük yük eğrisi 9
Şekil 2.2. Örnek bir tekstil fabrikasının yüksek sezonda günlük yük eğrisi..... 9
Şekil 3.1. AMI Bileşenleri 12
Şekil 3.2. DR'ın toptan elektrik fiyatları üzerine etkisi 14
Şekil 3.3. DR olayının oluşum evreleri..... 15
Şekil 3.4. Tüketim eğrisi üzerinde DR olayının oluşum evreleri..... 15
Şekil 3.5. Talep toplayıcı ile müşteri arasında muhtemel işlemler..... 19
Şekil 3.6. Portland General Electric dağıtım şirketi tarafından uygulanmakta olan ToU tarifesi 25
Şekil 3.7. Çeşitli ülkelerde uygulanmakta olan ToU tarifeleri zaman çizelgeleri 25
Şekil 3.8. Şanlıurfa OSB 2018 yılı Elektrik Tüketimi 32
Şekil 3.9. Şanlıurfa OSB 2018 sektör bazında yıllık enerji tüketim dağılımı 33
Şekil 3.10. Şanlıurfa OSB 2018 sektör bazında aylık enerji tüketim dağılımı..... 33
Şekil 3.11. 2018 yılı için Türkiye'nin En Yüksek Ani Puant Çizelgesi..... 35
Şekil 3.12. 2018 yılı için Türkiye'nin En Yüksek Saatlik Puant Çizelgesi..... 36
Şekil 3.13. 2018 yılı için Türkiye'nin En Düşük Ani Puant Çizelgesi..... 37
Şekil 3.14. 2018 yılı için Türkiye'nin En Düşük Saatlik Puant Çizelgesi..... 38
Şekil 3.15. TG-1: 07.10.2018 Tarihinde Türkiye Enerji Tüketimi..... 39
Şekil 3.16. TG-1 günü için fiyat sinyali senaryoları 39
Şekil 3.17. TG-2: 18.01.2018 Tarihinde Türkiye Enerji Tüketimi..... 40
Şekil 3.18. TG-2 günü için fiyat sinyali senaryoları 41
Şekil 3.19. TG-3: 03.06.2018 Tarihinde Türkiye Enerji Tüketimi..... 42
Şekil 3.20. TG-3 günü için fiyat sinyali senaryoları 42
Şekil 3.21. TG-4: 03.08.2018 Tarihinde Türkiye Enerji Tüketimi..... 43
Şekil 3.22. TG-4 günü için fiyat sinyali senaryoları 44
Şekil 3.23. K-1:Kullanıcı-1 (Tekstil) Yük Eğrisi..... 45
Şekil 3.24. K-2:Kullanıcı-2 (Yağ-Çırçır) Yük Eğrisi..... 46
Şekil 3.25. K-3:Kullanıcı-3 (Yapı malzemeleri-Plastik Boru) Yük Eğrisi..... 47
Şekil 3.26. Senaryo Mantıksal Akış Çizelgesi 49
Şekil 4.1. K-1 İçin TG-1'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi..... 50
Şekil 4.2. K-1 İçin TG-2'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi..... 51
Şekil 4.3. K-1 İçin TG-3'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi..... 51
Şekil 4.4. K-1 İçin TG-4'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi..... 52
Şekil 4.5. K-2 İçin TG-1'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi 54
Şekil 4.6. K-2 İçin TG-2'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi..... 54
Şekil 4.7. K-2 İçin TG-3'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi..... 55
Şekil 4.8. K-2 İçin TG-4'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi..... 55
Şekil 4.9. K-3 İçin TG-1'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi..... 57
Şekil 4.10. K-3 İçin TG-2'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi..... 57
Şekil 4.11. K-3 İçin TG-3'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi..... 58
Şekil 4.13. K-3 İçin TG-4'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi..... 58

ÇİZELGELER DİZİNİ

Sayfa No

Çizelge 3.1. Şanlıurfa OSB'ye ait 2018 Yılı Sektör Bazında Elektrik Tüketimi 31
Çizelge 3.2. 2018 yılı için Türkiye'nin En Yüksek Ani Puant Çizelgesi 34
Çizelge 3.3. 2018 yılı için Türkiye'nin En Yüksek Saatlik Puant Çizelgesi 35
Çizelge 3.4. 2018 yılı için Türkiye'nin En Düşük Ani Puant Çizelgesi 36
Çizelge 3.5. 2018 yılı için Türkiye'nin En Düşük Saatlik Puant Çizelgesi 37
Çizelge 3.6. K-1 Kullanıcısı İçin Fiyat Esnekliği Matrisi 45
Çizelge 3.7. K-2 Kullanıcısı İçin Fiyat Esnekliği Matrisi 46
Çizelge 3.8. K-3 Kullanıcısı İçin Fiyat Esnekliği Matrisi 47
Çizelge 3.9. Temsili Günler İçin Tüketim Periyotları 48
Çizelge 4.1. K-1 İçin TG Normal Kullanım ve DR Kullanımı Karşılaştırması 53
Çizelge 4.2. K-2 İçin TG Normal Kullanım ve DR Kullanımı Karşılaştırması 56
Çizelge 4.3. K-3 İçin TG Normal Kullanım ve DR Kullanımı Karşılaştırması 59
Çizelge 4.4. K-1 Kullanıcısı Yıllık DR tasarrufu Miktarları 60
Çizelge 4.5. K-2 Kullanıcısı Yıllık DR tasarrufu Miktarları 60
Çizelge 4.6. K-3 Kullanıcısı Yıllık DR tasarrufu Miktarları 60

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

AMI	Gelişmiş Ölçüm Altyapısı(Advanced Metering Infrastructure)
CBL	Müşteri Enerji Tüketim Eğrisi(Customer Baseline)
CPP	Kritik Pik Fiyatlandırması (Critical Peak Pricing)
DG	Dağıtık Üretim(Distributed Generation)
DOE	ABD Enerji Bakanlığı (Department of Energy)
DR	Talep Müdahalesi(Demand Response)
DRP	Talep Müdahalesi Programı(Demand Response Program)
DSM	Talep Tarafı Yönetimi (Demand Side Management)
dToU	Dinamik Kullanım Zamanı Fiyatlandırması (Dynamic Time Of Use Pricing)
EPİAŞ	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
FEM	Fiyat Esnekliği Matrisi (Price Elasticity Matrix)
K	Kullanıcı(Elektrik Tüketicisi)
OSB	Organize Sanayi Bölgesi
RTP	Gerçek Zamanlı Fiyatlandırma (Real Time Pricing)
SM	Akıllı Sayaç(Smart Meter)
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TG	Temsili Gün
ToU	Kullanım Zamanı Fiyatlandırması (Time Of Use Pricing)

1. GİRİŞ

1.1. Motivasyon

Dünyada olduğu kadar Türkiye'de de, enerji üretiminin yetersizliği, elektriğin sürekli fiyat artışı, pik saatlerinde yüksek enerji talebi ve yenilenebilir enerji santrallerinin şebekeye entegrasyonunda yaşanan güçlükler, enerji arz güvenilirliği konusunda ciddi sıkıntılara neden olmaktadır. Sanayileşme ve kentleşme sonucu talebi hızla artmakta olan elektriğin depolanamayan bir kaynak olmasından dolayı üretildiği gibi satılması zorunluluğu, bütün elektrik piyasaları üzerinde üretim, iletim ve dağıtım taraflarının özelleştirilmesi baskısını arttırmaktadır.

Geleneksel elektrik şebekesi sisteminde artan talebi karşılamak için sürekli olarak üretim santrallerinin yapılması, iletim ve dağıtım sistemi yatırımlarının arttırılması çözümleri geçerliydi. Ancak, enerji talebi 1970'lerin başlarından itibaren teknolojik gelişmelerin de etkisiyle öngörülemeyen bir hızda artmaya başlamıştır. Bu hızlı artış sonucunda, enerji üretiminin ve dağıtımının etkin bir şekilde planlanmasının yanı sıra enerji arz ve talebinin dengelenmesi için, iletim ve dağıtım taraflarının çift yönlü iletişimine ihtiyaç olduğu görülmüştür. Bu durum Akıllı Şebeke kavramının hızla yaygınlık kazanmasına neden olmuştur. Enerjinin doğru ve etkin kullanımı ile ilgili üretiminden nihai tüketicinin kullanımına kadar çeşitli katmanlarda alınabilecek önlemler mevcuttur. Bu doğrultuda arz, iletim ve dağıtım kısımlarında çeşitli planlamalar yapılmaktadır. Ancak bu planlamaların ve yatırımların daha uygun maliyetlere çekilebilmesi için talep tarafının yönetimi çok önemlidir. Talep Tarafı Yönetimi (Demand Side Management-DSM), enerji talebinin zamana yayılmış olarak etkin, tasarruflu ve verimli şekilde planlanmasını hedefleyen bir yaklaşımdır.

DSM temel olarak iki bileşenden oluşur: Enerji Verimliliği (Energy Efficiency-EE) ve Talep Müdahalesi (Demand Response-DR). Enerji Verimliliği, enerjinin verimli ve tasarruflu kullanılması üzerine yoğunlaşırken; DR, tüm tarafları (tedarik tarafı, talep tarafı, iletim şebekeleri vb.) birlikte hesaba katarak enerji arz ve talebinin dengelenmesine odaklanır. Enerji Verimliliği ile ilgili çalışmalar Dünya'da ve Türkiye'de 1970'lerin başlarından itibaren önem kazanmıştır. Elektrik talebinin

yönetimi konusundaki etkinliği yeterince önemsenmediğinden, DR uygulamaları ile ilgili 2000'li yılların başlarına kadar çok fazla çalışma yapılmamıştır. 2000-2001 yıllarında yaşanmış olan "Kaliforniya Enerji Krizi" DR uygulamalarının öneminin kavranmasını sağlayarak DR ile ilgili birçok araştırma yapılmasında dönüm noktası olmuştur.

A.B.D. , elektrik piyasasında serbestleşme ve liberalleşme hareketinin önde gelen temsilcilerinden biridir. 1990 yılından itibaren burada sanayi ve kentleşme alanlarında hızlı gelişmeler sonucu elektrik talebi öngörülemeyen şekilde artmaya başlamıştır. Bu durum, elektrik fiyatlarının tüketici lehine düşmesini sağlayacağı beklentisiyle elektrik piyasasının tamamen serbestleşmesini hedefleyen bir düzenleme yapılması için baskı ortamı oluşturmuştur. 1998 yılında bu düzenleme yapılmadan önce üretici ve dağıtıcı firmaların, elektriğin nihai tüketiciye ulaşması esnasında oluşan bütün maliyetleri doğrudan tüketici fiyatına yansıtabildiği bir model mevcut bulunmaktaydı. Bu model, üretim ve dağıtım şirketlerini verimlilik temelinde teknolojik yatırımlar yapmasına teşvik etmediği gibi sürekli olarak tüketici fiyatının artmasına sebep oluyordu. Öyle ki Kaliforniya eyaletindeki tüketiciler, elektriği A.B.D.'nin diğer eyaletlerine nazaran %50 daha pahalı alıyorlardı. Bütün bu sebeplere dayanılarak 1998 yılında elektrik piyasasını tamamen serbestleştiren ve spot piyasanın kurulmasını sağlayan bir düzenleme yapılmıştır. Bu düzenleme ile spot piyasadan bütün piyasa aktörlerinin alışveriş yapması zorunlu kılınarak rekabet ortamının oluşturulabileceği düşünülmüştür. Evsel kullanıcılar ve küçük ticari işletmeler için elektrik fiyatında %10 indirime gidilerek 2001 yılına kadar sabitlenmiştir. Tüketici fiyatının sabitlenmesi, tüketimin kontrolsüz şekilde hızla artmasına neden olmuştur. Maliyetlerde meydana gelen sürekli artış ve bunun tüketiciye yansıtılamaması sonucunda üretim firmaları satış fiyatlarının arttırılması amacıyla çeşitli manipülatif hareketlerde bulunmuşlardır. Bakım-onarım çalışması adı altında elektrik üretiminin düzenli olarak kesilmesi, yeni üretim tesis yatırımlarının durması gibi organize üretici manipülasyonları bunlara örnektir.

Bütün bunlar neticesinde 2000-2001 yıllarında A.B.D.'nin en fazla nüfüs yoğunluğuna sahip eyaleti Kaliforniya'da günlerce süren bir çok kesinti yaşanmış ve hayat felç olmuştur. Kaliforniya'da toptan satış fiyatları %500 artarak A.B.D.'nin diğer eyaletlerinde 50 $/MWh iken burada 400 $/MWh'e kadar çıkmıştır. Bu enerji

krizi yıllar sonra bile telafisi çok güç olacak maddi zararlara yol açmıştır. Kaliforniya Enerji Krizi elektrik piyasalarının serbestleşme süreci ile ilgili birçok önemli ders vermiştir. Tüketicinin gerçek zamanlı fiyat değişikliklerine cevap vermelerini temin edecek DR uygulamalarının geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması gerektiği bu derslerden biridir. Böylece fiyat dalgalanması ve arz yetersizliği durumlarına paralel olarak tüketici tarafının da tüketimini ayarlaması sağlanarak sistem güvenilirliğinin tehlikeye atılması önlenebilir. Bu tarihten sonra DR, özel bir ilgi alanı haline gelmiş, çeşitli uygulamalar ve araştırmalar artarak yapılmaya devam etmiştir.

DR ile ilgili çalışmalar Dünya'da "Kaliforniya Enerji Krizi" ile birlikte hızlanarak yaklaşık 20 yıldan beri sürmekte iken Ülkemizde henüz çok yenidir. DR, Dağıtım şirketi ve tüketici arasında gönüllü ya da zorunlu anlaşmalarla, elektrik fiyatının zamana göre değişimlerine uyum sağlanması ve pik yüklerin düşürülmesi amacına odaklanmaktadır. Klasik enerji piyasasında enerji üretme ve talebi karşılama yaklaşımı mevcut iken modern enerji piyasasında enerji arzının yanında talebin de programlandığı bir yaklaşım hâkim olmaya başlamıştır. Enerji talebinin programlanması için DR etkin bir araçtır. DR programlarının etkili bir şekilde uygulanabilmesi için nesnelerin interneti tabanlı bütüncül yazılımların oluşturulması temel bir ihtiyaç haline gelmiştir.

Ülkemizde DR uygulamalarının yapılmasına yönelik son yıllarda artan bir ilgi mevcuttur. Özellikle EPİAŞ'ın kurulmasından bu yana enerji piyasasının serbestleşme süreci önemli bir aşamaya gelmiştir. Söz konusu krizden çıkarılan dersler ülkemizin enerji piyasasının daha akılcı şekilde gelişmesine neden olmuştur. 2018 yılında yayınlanan "Türkiye Akıllı Şebekeler 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Projesi Sonuç Raporu"nda 2035 yılında tüm elektrik tüketicilerinin en az %40'ının DR programlarına katılması öngörülmektedir.

DR programlarının çeşitli kullanıcı gruplarında uygulanmasının çeşitli avantajları ve zorlukları bulunmaktadır. Sanayi tüketicileri, gerek yüksek miktarda enerji tüketimlerinin olması, gerek enerji taleplerinin daha kolay yönetilebilmesi sebebiyle DR uygulamalarına evsel ve ticari tüketicilere göre daha iyi tepki vermektedir. Yük atma ve kaydırma potansiyeli oldukça yüksek olmasına rağmen tüketici başına yapılan tüketim oldukça düşük olduğundan, çok sayıda evsel ve ticari

tüketiciyi bir araya getirip bütüncül bir şekilde yönetmek, tek bir sanayi tüketicisini veya tüketici grubunu yönetmekten daha zor olacaktır. İlk etapta, sanayi tüketicilerinde DR uygulaması yapılmasının daha az maliyetle daha fazla fayda sağlayacağı görülmektedir. Ancak, Sanayi tüketicileri de, elektrik tüketim eğrileri ve yük azaltma ya da kaydırma isteklerine göre oldukça farklılık gösterebilmektedir.

Sanayi tüketicilerinde DR uygulamasının nasıl yapılacağı son yıllarda ilgi çekici bir araştırma konusu haline gelmiştir. Sanayi tüketicilerinin doğru şekilde kategorize edilerek, proses gerekliliklerine göre doğru DR programlarına katılmaları için dağıtım şirketi ya da talep toplayıcılar tarafından kullanılacak toplu bir model ihtiyacı vardır. Bu konuda birçok çalışma olsa da henüz Ülkemizin saha şartlarına uygun bir model ortaya konulmamıştır. Söz konusu toplu model ihtiyacı bu tez çalışmasının yapılması için motive edici bir unsur olmuştur.

1.2. Tezin Amacı ve Katkısı

Bu tez çalışmasında, gelişmekte olan DR uygulamalarının Sanayi tüketicileri üzerinde uygulanması için bir yaklaşım geliştirilmeye çalışılmıştır. Bu tezin amacı, fiyat tabanlı DRP'lerin, değişik yük eğrilerine sahip olan endüstriyel kullanıcılarda, enerji tüketimi ve pik enerji kullanımına göre farklılaşan yılın belirli temsili günleri için karşılaştırmalarının yapılarak kullanıcılara sağladığı fiyat avantajının analiz edilmesidir. Bunun için ilk önce Şanlıurfa sanayisi özelinde enerji tüketimi en fazla olan 3 sektör belirlenmiş ve bu sektörlere ait örnek yük eğrileri çıkarılmıştır. İkinci aşamada ise yıl içerisinde ülkemizdeki enerji tüketimine göre 4 adet temsili gün belirlenerek, her gün için 3 adet DR programına ait fiyat sinyali grafiği belirlenmiştir. Son aşamada ise DR uygulaması için uygulanan MATLAB kodu ile normal kullanım ve DR kullanımı arasındaki fiyat avantajı tüketici, temsili gün ve DR programı bazında karşılaştırılmıştır.

Bu tez çalışmasının katkısı, DR programlarının kullanıcılar üzerindeki fayda maliyet analizinin Ülkemiz şartlarında yapılması ve kullanıcıların buna göre DR programlarına yönlendirilmesi için toplu bir model oluşturmaya çalışmasıdır. Bu tezde sunulan model, kullanıcı gruplarının gerçek yük eğrileri ve DR olayı günündeki fiyat

eğrileri daha hassas verilere dayandırılarak geliştirilebilir. Ayrıca üretim, iletim ve dağıtım şirketleri üzerindeki ve talep toplayıcıları üzerindeki fayda maliyet analizi modülleri de eklenerek daha hassas sonuçlar elde edilebilir.

1.3. Tez Planı

Bu tezin bölümleri ve içerikleri aşağıdaki gibidir:

Bölüm 2-ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR: Burada tez konusu olan çalışmayla ilgili önceki çalışmalar aktarılmıştır. Sanayide DR programlarının uygulanması ve bunların enerji tüketimi üzerindeki etkilerini inceleyen çalışmalar incelenmiştir.

Bölüm 3- MATERYAL ve YÖNTEM: Bu bölümde öncelikle Dünya ve Türkiye'nin enerji piyasası yapısı incelenmiştir. Daha sonra, Enerji arz güvenilirliği ve fiyat optimizasyonunu sağlamakta önemli bir araç olarak kullanılan akıllı şebeke kavramı açıklanmıştır. Son olarak Talep Tarafı Yönetimi kavramı(Demand Side Management-DSM) ve DSM'nin alt bileşeni olan Enerji Verimliliği ve Talep Müdahalesi kavramları açıklanmış ve karşılaştırmaları yapılmıştır.

Daha sonra, Talep Müdahalesi(Demand Response-DR) kavramı detaylarıyla anlatılmıştır. DR olayının aşamaları, DR uygulamasında talep toplayıcıların rolü, Tüketici baz yük eğrisi tahmini hesaplama yöntemleri, DR programları çeşitleri ve bunların uygulanma şekilleri anlatılmıştır.

En son kısımda tez çalışmasında Fiyat Esnekliği ve DR kullanımı için kullanılacak matematiksel modelleri ortaya konulmuştur. Analizde kullanılacak kullanıcı yük profilleri belirlenmiştir. Kullanıcı yük profilleri belirlenirken Şanlıurfa OSB'de en fazla enerji tüketimine sahip olan sektörler baz alınmıştır. Belirlenen kullanıcıların fiyat esnekliği matrisleri oluşturulmuştur. Ayrıca kullanıcı yüklerinin uygulanacağı temsili gün senaryoları ve her bir temsili gün için üç adet DR programına ait(ToU, dToU ve RTP) fiyat sinyalleri oluşturulmuştur.

Bölüm 4-ARAŞTIRMA BULGULARI ve TARTIŞMA: DR programının uygulanması için daha önce oluşturulmuş bir MATLAB kodu TG senaryolarına göre düzenlenmiştir. Her bir TG için normal kullanım ve DR kullanımı enerji tüketimleri

karşılaştırılmış ve ToU, dToU ve RTP programlarına göre fatura azaltımı oranları karşılaştırılmıştır. Daha sonra her bir DR programı için yıllık fatura azaltımı miktarları hesaplanarak karşılaştırılmıştır.

Bölüm 5-SONUÇLAR ve ÖNERİLER: DR kullanımının enerji tüketimi üzerindeki çeşitli etkileri ortaya konulmuştur. Araştırma bulgularına göre Sanayi tüketiminde DR kullanımının nasıl daha etkin yapılabileceğine dair öneriler aktarılmıştır.

2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

DR programları belirli zaman aralıklarında yük azaltma ve yük kaydırma mantığına dayalıdır. Hangi tür işletmelerin DR uygulanmasına uygun olduğu ve bu işletmelerde hangi DRP'lerin uygulanabileceği ile ilgili çeşitli araştırmalar yapılmıştır. Endüstriyel işletmelerde DR uygulamasına yönelik üç temel zorluk vardır. Birinci zorluk, süreç gerekliliklerdir. Endüstriyel prosesler ancak belirli miktarlarda yük düşürülmesi veya enerji kesintisine izin verebilirler. Bazı prosesler ise hiç izin vermezler. Mesela, sentetik iplik veya kumaş üreten bir fabrikada bir kaç dakikalık enerji kesilmesi sentetik malzemenin sıcaklığını düşürerek katılaşmasına neden olabilir. İkinci zorluk ise proses karmaşıklığı ve ekipman çokluğudur. Çelik üretimi gibi bazı prosesler çok sayıda ekipman gerektirir ve büyük ölçekte bir optimizasyon problemi oluştururlar. Üçüncü zorluk ise uzun süreli DR kaynağı olma sorunudur. Büyük enerji tüketimine sahip olan işletmelerde birkaç ekipmanın kapatılması tek başına bile çok büyük yük değişimi sağlayabilir. Ancak şebekeye etki edebilmesi için kabul edilebilir uzunlukta bir periyotta ilgili ekipmanın devreden çıkarılması gerekir.

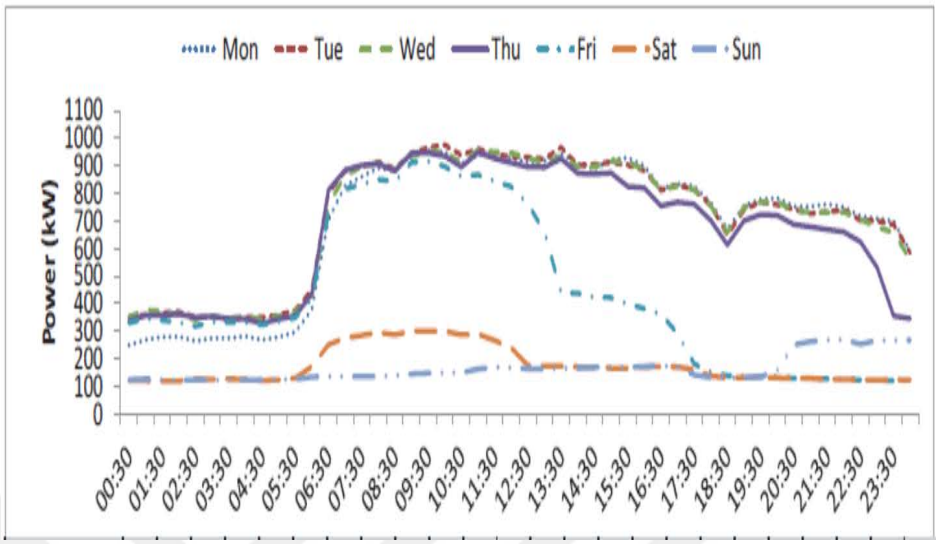
Shoreh ve arkadaşları çeşitli endüstriyel sektörlerde DR kaynağı olarak kullanılabilecek esnek yükleri analiz etmişlerdir. Metal endüstrisinde, alüminyum döküm prosesi önemli bir kaynaktır. Her bir döküm potasındaki elektrik kesintisi dakikalar içerisinde sona erdirilerek sıralı şekilde elektrik kesintisiyle 2 saate kadar %25'e varan yük azaltımı sağlanarak DR kaynağı olarak kullanılabilir. Bu şekilde metal endüstrisinde ToU programı ile %50, CPP programı ile %40, gün öncesi fiyatlandırma ile %20 ve pik fiyatlandırması programıyla %10'a kadar tasarruf sağlanabilir. Çimento endüstrisinde esnek soğutma yüklerine bağlı olarak, özellikle CPP programına katılabilecek %25 oranında, oldukça önemli miktarda bir potansiyel mevcuttur. Yine aynı çalışmada oksijen-klorür endüstrisinde %40, yağ rafineri endüstrisinde %14, Bilgi İşleme Merkezleri(Data Center)'nde %20, tekstil sektöründe ise örme ve ambalajlama proseslerinde %25 yük azaltımı potansiyeli mevcuttur(Shoreh ve ark., 2016).

Enerji talebinin genliğinin ve uzunluğunun ölçülmesi yük atma(load shedding) ya da talep düşümü yapılması yoluyla DR olayının uygulanması için çok önemlidir.

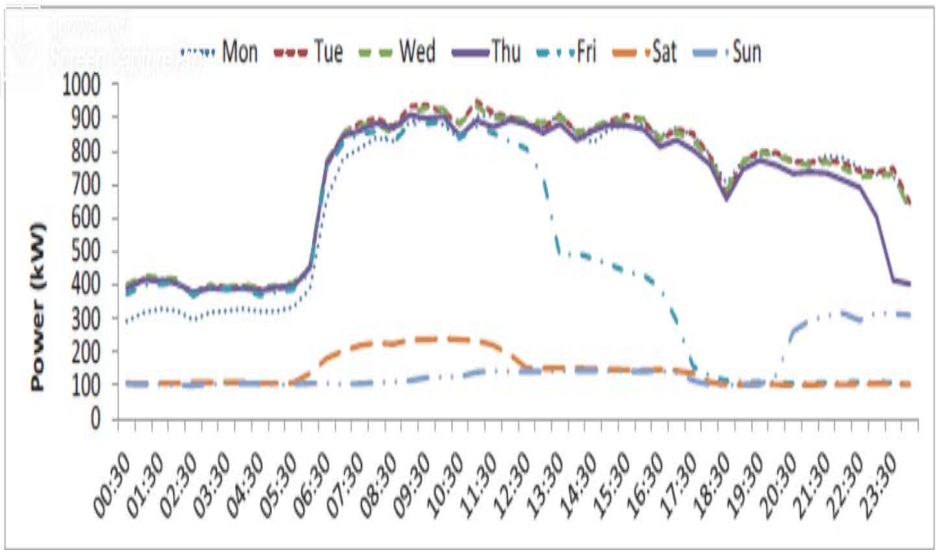
Doğal olarak bu baz yükün kullanımı, gürültünün çok olması, istatistiksel bir yük atma ile küçük bir yük atmanın ayırt edilmesi zor olabilir. ADR(Automation DR) uygulamasında müşteri portfolyosunun nasıl seçileceği ile ilgili problemin çözümü için algoritmalar geliştirilmiştir. Bir doktora tezi çalışmasında, 4 adet aralıklı optimizasyon algoritması hazırlanmıştır. Bu algoritmalar, gürültülü yük verisi içerisinde küçük yük atmaları algılamak içindir (Abad Lopez, 2015).

İngiltere'de yapılan bir çalışmada, iplik hammaddesinden kumaş yapımına kadar bütün prosesleri içeren bir fabrikanın enerji kullanım analizi yapılmıştır. Kumaş yapımına giden tekstil prosesindeki, boyama ve yıkama gibi ıslak prosesler termal proseslerdir ve bu proseslerin gerçekleştirilmesinde buhar kullanılır (Agha ve Jenkins 2014). İlgili makalede söz konusu tesisin düşük sezon ve yüksek sezon yük eğrileri Şekil 2.1. ve Şekil 2.2.'de verilmiştir. Burada elektrik tüketiminin 850-950 kW civarında seyrettiği ve gerekli talep müdahalesi yöntemleri uygulandığında 11:30, 13:30, 14:30 gibi saatlerde görülen pik yükü artışının birkaç derecelik ısı düşürülmesi sonucuna varacak kısa enerji kesintileriyle daha düz bir hale getirilebileceği görülmektedir. Bu örnekten hareketle tekstil endüstrisi enerji talebinin kısa süreli olarak düşürülmesine daha toleranslıdır. Özellikle, kullanım zamanı(ToU)

fiyatlandırmasına göre yük eğrisinde pik noktalarda belirli oranlarda iyileşme sağlanabilir.



Şekil 2.1. Örnek bir tekstil fabrikasının düşük sezonda günlük yük eğrisi(Agha ve Jenkins 2014)



Şekil 2.2. Örnek bir tekstil fabrikasının yüksek sezonda günlük yük eğrisi(Agha ve Jenkins 2014)

Yine İngiltere'de yapılan başka bir çalışmada 7500 endüstriyel ve ticari işletmede bir yıllık yük eğrileri baz alınarak gerçek zamanlı fiyatlandırma(RTP) tarifesine geçişin işletmelere ne kadar fiyat avantajı sağladığına ilişkin bir analiz gerçekleştirilmiştir. Burada, İşletmeler teknolojik altyapı olarak entegre edilebilirse

RTP programından sağlanacak olan fatura azalması miktarının ToU programından sağlanacak miktarın 5 katına varabileceği ifade edilmektedir. Ne var ki, RTP'nin etkin olarak uygulanması için önemli bir teknolojik altyapı ve hassas bir kullanıcı bilinci gerekirken ToU programının uygulanması için maliyetli bir teknolojik yapı ve hassas bir kullanıcı bilinci gerekmemektedir. Söz konusu çalışmada, sabit fiyatlı kullanımdan, ToU kullanıma geçilmesiyle endüstriyel ya da ticari bütün işletmelerin en az %5 fatura azalması sağladığı görülmüştür. Bir başka sonuç ta, endüstriyel ve sosyal sektör firmalarından 18:00-20:00 pik saatleri arasında tüketimi en çok oranda olanlar için, bu periyotta RTP uygulanmasının ToU uygulanmasına göre çok daha fazla fayda getireceği ortaya konulmuştur. En önemli sonuç ise endüstriye işletmelerin %67 gibi büyük bir çoğunluğunun sabit fiyattan ToU programına ve ToU programından RTP programına geçişten çok avantajlı çıktığı ortaya konulmuştur. Ayrıca, sabit fiyattan ToU ve daha sonra RTP'na kademeli olarak geçişin işletmelerin kazancının maksimize edilmesi için daha doğru olduğu gösterilmiştir. Bütün bu analizler ışığında işletme türüne ve ihtiyacına göre DRP seçilmesi, maksimum fayda elde edilmesi için çok önemlidir (Granell, Axon ve ark., 2016).

Kritik pik yük dalgalanması az sayıda olan bir durumdur. Genellikle 1 ya da 2 saat içerisinde sona erer. Bu süreler içerisinde talebini belirli oranda düşürebilecek olan işletmeler önemli miktarda maliyet avantajı yakalamaktadır. Yapılan bir çalışmada A.B.D.'de uygulanmakta olan ToU ve CPP tarifelerinin karşılaştırılması yapılmıştır. Örnek bir endüstriyel işletmede analiz yapılarak faturanın %30'a kadar ve sera gazı emisyonunun ise %5'e kadar düşürülebildiği tespit edilmiştir (Wang ve Li, 2016).

A.B.D.'de yapılan bir araştırmada, ülkedeki bütün eyaletlerde elektrik dağıtım şirketlerinin ToU tarifeleri incelenerek Endüstriyel tüketicilerin enerji bedelleri üzerindeki etkileri incelenmiştir. Burada küçük(25 kW) , orta(450 kW) ve büyük(1200 kW) saatlik pik yüküne sahip 3 çeşit tüketici yük profili analiz için kullanılmıştır. (Wang ve Li, 2015).

Endüstriyel tüketicilerin DR programlarına nasıl tepki vereceği ile ilgili çeşitli araştırmalar yapılmıştır. Burada geniş bir kullanıcı kesimi için adapte edilebilir ve ayarlanabilir bir RTP programı modeli geliştirilmiştir. Bu modelin, tüketicinin

harcama şeklini belirleyen, hizmet sağlayıcı fonksiyonu ve bütçe kısıtı gibi iki temel öğesi vardır. Tüketicilerin DR olayına katılım istekleri seviyelendirilmiş ve buna göre tasarruf miktarları karşılaştırılmıştır (Sharifi R. ve ark., 2019).

Ülkemizde elektrik ücretlendirmesi iki şekilde yapılmaktadır. Kullanıcılar ya sabit bir fiyat üzerinden kullanım yapmakta ya da bir günü 3 eşit saat dilimine bölen ve her saat diliminde farklı bir fiyatlandırma yapılan bir Kullanım Zamanı (Time of Use-ToU) fiyatlandırması kullanmaktadır. Söz konusu ToU programında T1(06:00-17:00 arası), T2(17:00-22:00 arası), T3(22:00-06:00 arası) şeklinde üç saat dilimi için ayrı fiyatlandırma yapılmaktadır. Elektrik fiyatının en düşük olduğu periyod T3 periyodudur. Yük eğrisi sınıflandırması, tepe oranı (peak ratio-PR), gece oranı (night ratio-NR) ve tepe-ortalama oranı (peak to average ratio-PAR), yük faktörü ve standart sapma gibi istatistiksel değişkenler yardımıyla yapılır. Hesaplanan PR ve NR değerlerine göre Talep Müdahalesi yöntemlerinde kullanılmak üzere bir yük eğrisi sınıflandırması yapılabilir (Yumak ve ark., 2016):

Sınıf 1: Daimi kullanım. Bu tip kullanıcı neredeyse sabit tüketim eğrisine sabittir. Tüketim eğrisinde önemli bir sapma görülmemektedir.

Sınıf 2: Off-pik veya küçük pik periyotlarında kullanım. Bu kullanıcı tipi sınıf 1'e göre daha yüksek PR ve NR değerlerine sahiptir. Pik periyodundaki kullanımlar DR metotları ile düşürülebilir. Zorunlu ya da gönüllü programlar bu kullanıcıya uygundur.

Sınıf 3: Off-pik periyodunda bağlantı kesme kullanımı. Bu kullanıcılarda gece tüketimi oldukça düşüktür. NR arttırılabilir ve PR düşürülebilir. Teşvik programları bu kullanıcılar için uygundur. Enerji depolama, ısı depolama, jeneratör kullanımı gündüz ve pik saatlerde tüketimin düşürülmesi için kullanılabilir.

Sınıf 4: Pik saatlerde bağlantı kesme kullanımı. Bu kullanıcılarda NR çok yüksekken PR çok düşüktür. Zorunlu ya da tarifeli programlar bu kullanıcılara uygun değildir. Ancak güçlü teşvik programları uygundur.

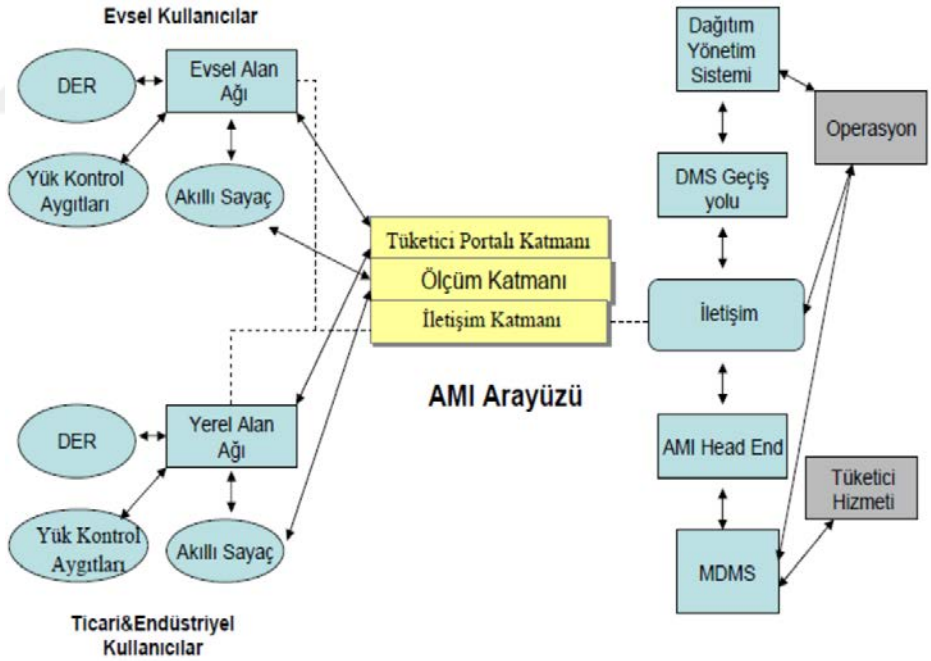
Sınıf 5: Ortalama off-pik kullanımı. NR ve PR değerlerini düşürmek için teşvik programları kullanılmalıdır.

3. MATERYAL ve YÖNTEM

3.1. Materyal

3.1.1. Akıllı sayaçlar ve gelişmiş ölçüm altyapısı

Akıllı Sayaçlar, tüketiciler ile çift yönlü bilgi alışverişinde bulunmak ve onların elektrik sistemlerini işletmek için dağıtım şirketleri tarafından kullanılan elektronik ölçüm cihazlarıdır. On beş yılı aşkın bir süredir elektronik sayaçlar, müşterilerin en azından bir kısmı için doğru faturalama verilerini sağlama konusunda dağıtım şirketleri tarafından etkin bir şekilde kullanılmaktadır (Queen, 2011). Akıllı sayaçlarla, dağıtım şirketleri veya talep toplayıcı şirketler, enerji tüketimi, güç kalitesi, yük temel eğrisi vb. müşterilerin geçmiş verisine kolayca erişebilir. Ayrıca akıllı sayaçlar, dağıtım şirketleri veya talep toplayıcı şirketlerin uzaktan müşterilerin yüklerini kontrol etmesine yardımcı olur. Akıllı sayaçlar DR uygulamalarının temel araçlarıdır.



Şekil 3.1. AMI Bileşenleri(Commision 2008)

Gelişmiş Ölçüm Altyapısı (Advanced Metering Infrastructure-AMI) tüketici tarafındaki cihazlar ve şebeke, AMI ara yüzü ve dağıtım tarafındaki cihazlar ve

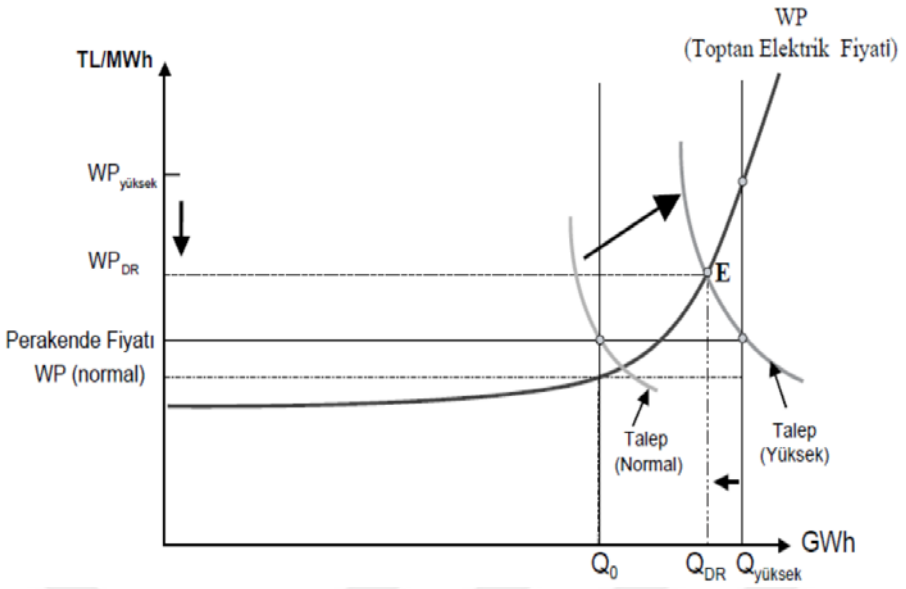
şebekeden oluşur. Tüketici tarafında akıllı sayaçlar, ağ sistemleri, haberleşme kontrol cihazları, ısıtma, havalandırma ve klima (HVAC) kontrol cihazları gibi bileşenler bulunmaktadır.

Şekil 3.1.'de AMI teknolojilerini ve bunların nasıl çalıştıklarını gösterilmektedir. AMI arabirimi çift taraflı olarak veri ve sinyal aktarmaktadır. Veri Ölçüm ve Yönetim Sistemleri (Meter Data Management Systems-MDMS) tüm müşterilerin verilerini toplayıp analiz eder. Son zamanlarda geliştirilen yazılımlar sayesinde AMI üzerinde çalışan uygulama platformlarında, Akıllı Şebekeleri şekillendirmek daha kolay hale gelmiştir (Siano, 2014). AMI'nın önemli bir yararı, DR'nin kolaylaştırılması ve yenilikçi enerji tarifeleri için uygulama imkânı tanımasıdır. AMI altyapısının kurulması için belirli bir ilk yatırıma ihtiyaç bulunmaktadır. Bu ilk yatırım ya kullanıcı tarafından karşılanır ya da dağıtım şirketi veya talep toplayıcı tarafından yapılarak tüketiciye aylık yönetim gideri olarak yansıtılır.

3.1.2. Talep müdahalesi

ABD Enerji Bakanlığı'na (Department of Energy-DOE) göre "Talep müdahalesi (Demand Response-DR), yüksek elektrik maliyetleri oluştuğunda veya şebeke arz güvenliği tehlikeye girdiğinde, elektrik fiyatının zaman içindeki değişiklikleri veya teşvik ödemeleri yoluyla nihai tüketicilerin enerji kullanımındaki değişikliklere motive edilmesi için oluşturulmuş bir tarife veya programdır" (DOE, 2006).

2000-2001 ABD'de meydana gelen Kaliforniya enerji krizi, araştırmacıları teşvikler cezalar ve gerçek zamanlı fiyatlama yöntemleri ile enerji talebini şekillendirmeye yönelik yöntemler geliştirmeye sevk etmiştir. O zamandan beri DR kavramı popüler hale gelmiştir. Piyasa optimizasyonunu sağlamak için çeşitli modelleme algoritmaları kullanan araştırmaların sayısı her geçen gün artmaktadır. Bu araştırmalar doğrultusunda, enerji servis sağlayıcıları ve dağıtım şirketleri birçok yük kontrol stratejisi geliştirmişlerdir. Avrupa ülkeleri ve ABD'de çeşitli DR programları (Demand Response Program-DRP) geliştirilmektedir.

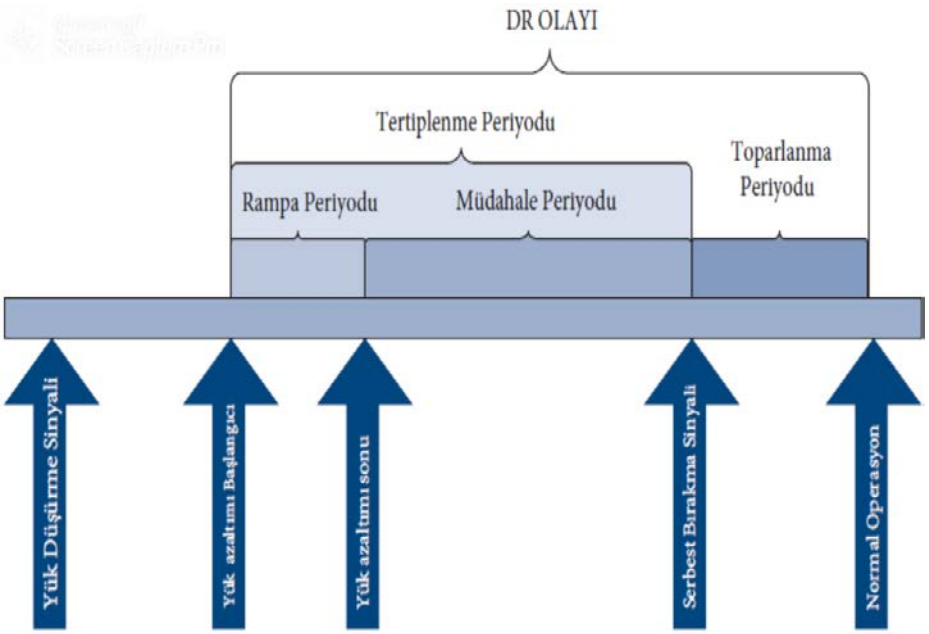


Şekil 3.2. DR'ın toptan elektrik fiyatları üzerine etkisi (Braithwait, Eakin ve ark. 2002)

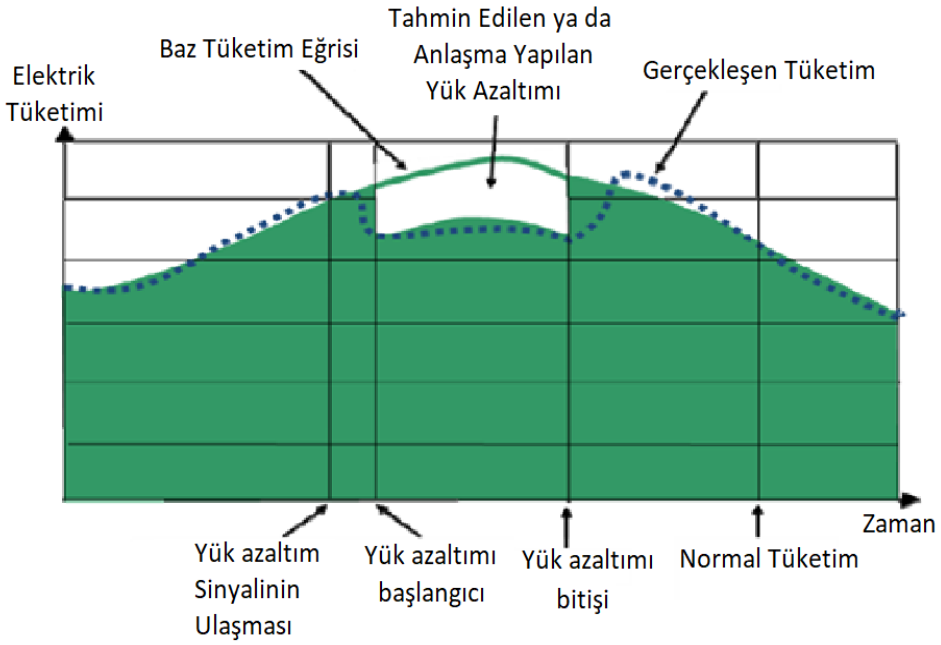
DR'nin toptan elektrik fiyatları üzerindeki etkisi Şekil 3.2.'de gösterilmektedir. Pik periyodunda, MWh başına düşen perakende fiyatı sabit iken dağıtım şirketi yüksek toptan satış fiyatından elektriği satın alır. Böylece, dağıtım şirketi yüksek perakende fiyatını karşılayamaz ve para kaybeder. DR uygulandığında, pik periyodundaki elektrik tüketimi daha az olacak ve dağıtım şirketi yüksek fiyattan daha az toptan elektrik satın alacaktır. Dolayısıyla, dağıtım şirketi bu şekilde para kaybetmeye karşı kendini korur. Ayrıca, pik periyodunda sistem güvenilirliği korunur.

DR kavramı, sanayi, ticari ve konut yüklerini pik periyotlarında azaltmak için en önemli çözümdür. DR yönteminde, elektrik fiyatının sürekli değiştiği bir ortamda müşterilerin tüketimleri buna göre ayarlanmaya çalışılır. DR metodunda temel amaç; yük kaydırma, tüketimi belirli periyotlarda azaltma gibi yöntemlerle tüketicilerin yük eğrisi yeniden şekillendirmektir. Böylece, şebeke güvenilirliği artar ve işletme maliyetleri azalır (Costanzo, 2011).

3.1.3. Talep müdahalesi süreci



Şekil 3.3. DR olayının oluşum evreleri (ENERNOC 2011)



Şekil 3.4. Tüketim eğrisi üzerinde DR olayının oluşum evreleri (Committee 2009)

Şekil 3.3.'te DR olayının oluşum evreleri görülmektedir. Şekil 3.4.'te, DR olayını örnek bir Müşteri Enerji Tüketim Eğrisi(Customer Baseline-CBL) üzerinde

görebiliriz. DR olayı genellikle, Dağıtım Şirketi ya da Talep Toplayıcı tarafından pik zamanda tüketiciye gönderilen bir uyarı sinyaliyle başlar. Tüketiciyle daha önceden, DR olayı sırasında yapacağı yük azaltımının miktarı ve bunun için alacağı teşvik veya indirim ile ilgili bir sözleşme imzalanmıştır. Bu sözleşmeye göre tüketici, sinyali alır almaz yük azaltmaya başlar. Rampa periyodu sonuna kadar tüketici yük azaltımına devam eder. Daha sonra sürekli tepki periyodu gelir. Bu periyot boyunca tüketicinin azaltılmış yük miktarını sabit tutması gerekir. Bundan sonra gelen sinyalle serbest bırakma periyodu işler. Bu periyotta tüketici yük azaltımını sonlandırır ve tüketim normale döner.

3.1.4. Müşteri enerji tüketim eğrisi

Müşteri Enerji Tüketim Eğrisi(Customer Baseline-CBL), bir elektrik tüketicisinin bir günlük enerji tüketiminin zamana göre değişimini gösteren grafiktir. Çoğu DR programı, DR periyodu boyunca önceden imzalanan sözleşmelerle empoze edilen teşvik ve cezalara dayanmaktadır. Bunun için, DR olayının gerçekleşeceği gün CBL'nin nasıl olacağı çok önemlidir. CBL'nin hesaplanması çeşitli şekillerde yapılmaktadır ve bunun yüksek doğrulukta hesaplanması DRP'ler için çok kritiktir. CBL gerçeğinden çok yüksek hesaplanırsa, dağıtım şirketi ya da talep toplayıcının tüketiciye daha fazla para ödemesi gerekebilir. CBL gerçeğinden çok düşük hesaplanırsa, tüketici tarafında daha düşük yük İndirgeme kaydedilir. Bu durum, düşük kar oranı yüzünden tüketicinin DR programına katılma isteğini azaltır. CBL tahminini gerçeğine en yakın şekilde hesaplamak dağıtım şirketi(veya talep toplayıcı) ve tüketici için en iyisidir (Committee, 2009).

3.1.4.1. Müşteri enerji tüketim eğrisi hesaplama yöntemleri

CBL hesaplamaları için kullanılan yöntemler 4 ana başlıkta toplanmaktadır (Committee, 2009):

a) Önceki günler yaklaşımı: Bu yaklaşımda DR olayının meydana geleceği gün ile aynı karakteristiğe sahip olan önceki birkaç günün saatlik bazda elektrik tüketimlerinin ortalaması alınarak CBL oluşturulur. Bu yaklaşımla yapılan

CBL tahmini, DR Olayının yaşandığı güne en fazla benzeyen tahmindir. Tüketicinin ikna olması ve anlaması kolaydır. Ancak bu yöntemle yapılan hesaplamada hava durumunun şebeke yükü üzerindeki etkisi hesaba katılmamaktadır. Bu da yanlış sonuca neden olabilmektedir. Bu şekilde hesaplanan CBL'nin dış şartlara bağlı olarak düzeltilmesi gerekir.

b) Ortalama günlük kullanım yaklaşımı: Bu yaklaşım, önceki gün yaklaşımının biraz geliştirilmiş halidir. Yine DR olayının gerçekleşeceği güne yakın karakteristiğe sahip olan günler seçilir. Seçilen bu günlerin hepsinin enerji tüketimi DR günü beklenen toplam günlük tüketimin %75'inden fazla olmalıdır. Seçilen bu günlerden DR olayı gerçekleşeceği gün gerçekleşebileceği tahmin edilen enerji tüketimine en yakın 5 gün seçilir. Bu seçilen günlerin saatlik bazda elektrik tüketimlerinin ortalaması alınarak CBL oluşturulur. Bu yöntem bazı durumlarda doğru bir yaklaşım sağlayabilir. Tüketicinin ikna olması ve anlaması kolaydır. Ancak, bu yöntemle oluşturulan CBL yine de DR olayı yaşanacağı gün saatlik bazda eşleşme oluşturmayabilir. Bu şekilde hesaplanan CBL'nin dış şartlara bağlı olarak düzeltilmesi gerekir.

c) Temsili gün yaklaşımı: Bu yaklaşımda, DR olayının gerçekleşeceği gün ile aynı karaktere sahip tek bir temsili gün seçilerek bu temsili günde saatlik yük eğrisi aynen baz alınır. Temsili gün, en yüksek sıcaklık, haftanın ve ayın günü, ekipmanların devreye girip çıkma süreleri, üretim miktarı vb. parametreler göz önüne alınarak seçilir. Parametreler düzgün tanımlanırsa doğru bir yaklaşım sağlayabilir. Ancak, temsili günü bulmak için fazla parametreye ihtiyaç olabilir. İlgili parametrelerin hepsini sağlayan temsili bir gün bulunmayabilir. Bu şekilde hesaplanan CBL'nin dış şartlara bağlı olarak düzeltilmesi gerekir.

d) Regresyon modeli yaklaşımı: DR olayının gerçekleşeceği günde tahmini CBL'ni en doğru şekilde bulmak için regresyon analizi yöntemi kullanılır. Regresyon modelinde Soğutma Gün-Derecesi (Cooling Degree Days-CDD) ve önceki günlerin kullanılmasıyla yaklaşık bir model oluşturulur. Örnek bir model aşağıda açıklanmıştır(Goldberg ve Agnew, 2013). Herhangi bir tüketiciye ait saatlik yük modeli şu şekildedir:

$$L_{jdh} = \alpha_{jh} + \beta_{jh} C_d + \varepsilon_{jdh} \quad (3.1.4.1)$$

Burada;

L_{jdh}: d gününde h saatinde, j'inci tüketicinin yükü.

α_{jh}: h saatinde, j'inci tüketici için baz sabiti

β_{jh}: h saatinde, j'inci tüketici için soğutma sabiti

C_d: d gününde Soğutma Gün-Derecesi

ε_{jdh}: artık hata oranıdır.

Bu yük modelinde DR olayının meydana gelmediği kabul edilmektedir. Bu nedenle yukarıdaki modelde DR olayı gerçekleşen günlerle ilgili terim yoktur. Bu modele DR olayı günü ile ilgili terimler de eklenirse aşağıdaki formül elde edilir:

$$L_{jdh} = \alpha_{jh} + \beta_{jh} C_d + \delta_{jh} E_{dh} + \varepsilon_{jdh} \quad (3.1.4.2)$$

Burada;

δ_{jh}: j'inci tüketicinin h saatindeki DR etkisi.

E_{dh}: d gününde h saatinde DR olayı olup olmadığını gösteren kukla değişken (0 yada 1)

Regresyon analizinin daha da hassaslaşmış olan şekli, karma regresyon analizidir. Karma regresyon analizi formülü şu şekildedir:

$$L_{jdh} = \mu_j + \tau_{dh} + \alpha_{jh} + \beta_{jh} C_d + \delta_{jh} E_{dh} + \varepsilon_{jdh} \quad (3.1.4.3)$$

Burada;

μ_j: j'inci tüketicinin sabitlenmiş artımsal seviyesi

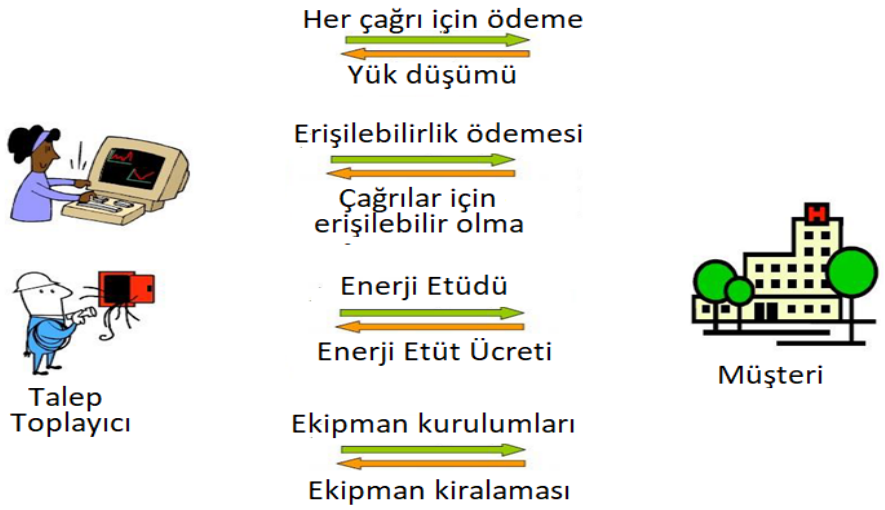
τ_{dh}: d gününde h saatinde sabit etki katsayısıdır.

Bir önceki formülde bütün tüketiciler için α, β ve δ sabitleri her tüketiciye özel olmayıp bütün tüketiciler için aynı olarak tahmin edilmiştir. Bu formülasyonda ise yaklaşımın daha iyileştirilmesi için μ ve τ parametreleri eklenmiştir. Saatlik periyotta sabitlenmiş olan μ etki terimi, aynı müşteri üzerinde tekrarlanan gözlemler için ε_{jdh} artıkları arasındaki iç korelasyonu azaltır. Yine benzer şekilde τ_{dh} terimi, her gün ve saat için bütün kullanıcıları etkileyen ayrı bir sabit değere sahiptir. Bu terim aynı saat dilimindeki değerlerin gözlemlenmesi sırasında oluşan artık korelasyonu düşürür.

Karma regresyon analizi, bir tüketici grubu için daha uygun sonuç vermektedir. Tüketicinin bireysel yük farklılıkları yanlış sonuç sağlayabilmektedir.

3.1.5. Talep toplayıcılar ve DR olayındaki rolleri

Talep toplayıcı(aggregator), bir müşteri veya müşteriler grubu adına hareket eden bir aracı kurumdur. Talep toplayıcı, toptancı piyasa mekanizmasında ekonomik fayda sağlayabilen, dağıtım şirketi tarafından ruhsatlı bir piyasa katılımcısıdır. Talep toplayıcı, bir fiyata ve miktara karşılık gelen tüketicilerin taleplerini toplar, gerekli teknolojik altyapıyı oluşturur ve talep edilen zamanda mümkün olan en kısa sürede portföyünden istenen hizmeti sağlar (Sanlı ve Alanyalı, 2013). Şekil.4'te talep toplayıcı ile müşteri arasında muhtemel işlemler gösterilmiştir (Ikäheimo ve ark., 2010).



Şekil 3.5. Talep toplayıcı ile müşteri arasında muhtemel işlemler (Ikäheimo, C. Evens ve ark. 2010)

Talep toplayıcılar özellikle toptan elektrik piyasasında yıllardan beri Avrupa ve ABD'de hizmet vermektedir. Ama sayı olarak oldukça yetersizdirler. Çünkü talep toplayıcıların iş tanımı halen açık değildir. DR uygulamasında talep toplayıcıların oldukça önemli bir rolü vardır. Dağıtım şirketi bireysel tüketicilerle uğraşmak yerine talep toplayıcıları muhatap almayı tercih eder. Bu şekilde DR uygulamak daha

kolaydır. Dağıtım şirketleri tarafından ilan edilen DRP'ler talep toplayıcılığı işini cazip hale getiren temel faktördür.

3.1.6. Talep müdahalesi programları

Talep Müdahalesi, Dağıtım Şirketi ya da Talep Toplayıcılar tarafından belirli yöntemler ve programlar kullanılarak gerçekleştirilir. Tüketiciyi belirli zamanlarda enerji tüketimini azaltmaya teşvik etmek veya zorlamak için çeşitli teşvik mekanizmaları ve cezalar kullanılır.

Çizelge 3.1. Talep Müdahalesi programları

<table>
<tr><td rowspan="11">Talep Tarafı Yönetimi (Demand Side Management)</td><td rowspan="9">Talep Müdahalesi (Demand response)</td><td rowspan="5">Teşvik Tabanlı Programlar (Incentive-Based Programs)</td><td rowspan="2">Klasik Programlar (Classical Programs)</td><td>Doğrudan Kontrol Programları (Direct Load Control)</td></tr>
<tr><td>Kesilebilir / Kapatılabilir Programlar (Interruptible/ Curtailable Programs)</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Piyasa Tabanlı Programlar (Market-Based Programs)</td><td>Talep İhalesi (Demand Bidding)</td></tr>
<tr><td>Acil Durum Talep Müdahalesi (Emergency DR)</td></tr>
<tr><td>Kapasite Piyasası (Capacity Market)</td></tr>
<tr><td rowspan="5">Fiyat Tabanlı Programlar (Price-Based Programs)</td><td colspan="2">Yardımcı Hizmetler Piyasası (Ancillary Services Market)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Kullanım Zamanı Programları (Time of Use, ToU)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Kritik Pik Fiyatlandırması (Critical peak Pricing, CPP)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Zorlu Gün Kritik Pik Fiyatlandırması (Extreme Day CPP, ED-CPP)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Zorlu Gün Fiyatlandırması (Extreme Day Pricing, EDP)</td></tr>
<tr><td colspan="3">Gerçek Zamanlı Fiyatlandırma (Real Time Pricing- RTP)</td></tr>
<tr><td colspan="4">Enerji Verimliliği (Energy Efficiency)</td></tr>
</table>

Çizelge 3.1.'de talep müdahalesi programları listelenmiştir. Temel olarak Talep Müdahalesi Programları(Demand Response Programs-DRP) iki ana gruptan oluşur. Bunlardan birincisi olan Teşvik Tabanlı Programlar dağıtım şirketi tarafından tüketicinin enerji sarfiyatını azaltmasına teşvik ödemesi yapılması veya belirli

miktarlarda indirim sağlanması şeklinde işlemektedir. Bunlardan ikinci ana grup olan Fiyat Tabanlı Programlar ise şebekedeki elektrik kullanım miktarları baz alınarak elektrik birim fiyatında belirli zaman periyotlarında değişimler sağlayarak enerji tasarrufu yaptırmayı hedefler (Albadi ve El-Saadany, 2008).

3.1.6.1. Teşvik tabanlı programlar

Müşteriyi DR programını uygulamaya teşvik eden programlardır. Belirli teşvik ödemeleri yoluyla müşteri gönüllü olarak yük azaltma veya kaydırma yapmaya özendirilir.

3.1.6.1.1. Klasik programlar (classical programs)

Bu tip programlarda katılımcı müşterilere programa katılımı karşılığında belirli ödemeler yapılır. Bu ödemeler genel olarak müşteriye belirli bir hesap kredisi sağlanması ya da belirli bir indirim oranı üzerinden faturaya yansıtılması şeklinde gerçekleşir. Bu programlar, oldukça temel müdahale mantığına dayanırlar.

3.1.6.1.1.1. Doğrudan yük kontrolü (direct load control)

Dağıtım Kuruluşu veya Talep Toplayıcı, müşteriyle yapılan anlaşma gereği kısa süreliğine katılımcının bütün yükünü veya yükünün bir kısmını devreden çıkarmaya yetkilidir. Şebeke, pik yüke geldiğinde ve yüklerin kapatılması gerektiğinde yük kesme sinyali gönderilerek belirli ekipmanların devreden çıkarılması sağlanır. Bu olay genelde AMI'ye bağlı ve Talep Toplayıcı tarafından tesis edilen, sinyal ve haberleşme altyapısına sahip olan kapatma ekipmanlarıyla olur. Bu tip programlar gönüllü katılım sağlanan programlar olup genelde konut ve küçük ticari işletmelere uygundur(Albadi ve El-Saadany 2008).

DR kaynakları 10 dakikadan az tepki süresinde cevap veren geri dönüşümsüz kaynaklardır. Belirsizlik ortaya çıktığı anda DR kaynağı hızlı bir şekilde kontrol edilirse buna Direkt Yük Kontrolü (DLC) denir. DLC, teknik ve ekonomik olarak

cevap verebilen cihazlarda uygulanır, elektrikli su ısıtıcıları gibi. Evsel elekrik tüketiminde %11 gibi bir orana sahip su ısıtıcıları pik zamanda %30'lara kadar enerji tüketiminde bulunmaktadır. Elektrikli su ısıtıcıları DR uygulaması için oldukça uygundur (Pourmousavi ve Nehrir, 2013).

Örneğin birkaç dakikalık elektrik kesintisinin sonucunda sıcaklığın birkaç derece düşmesinin önemsenecek bir kayıp getirmeyeceği tekstil kazanları veya fırınlar bu şekilde kısa süreli kapatılarak pik enerji tüketiminin düşmesi sağlanabilir.

3.1.6.1.1.2. Kesilebilir / kapatılabilir programlar

Bu programlarda katılımcılara belirgin teşvik ödemeleri ve indirim oranları sağlanır. Katılımcılara önceden bilgi verilir ve belirlenen zaman aralığında yüklerini belli bir miktara düşürmeleri istenir. Katılımcılar bu talepleri yerine getirme durumlarına göre imzalanan sözleşmede belirtilen miktar ve oranlarda ceza ya da teşvik ödemesi alırlar.

3.1.6.1.2. Piyasa tabanlı programlar

Piyasaya tabanlı programlarda, müşterilere yapılan ödemeler pik periyotlarındaki yük azaltmalarına göre yapılır.

Talep İhalesi programları, tüketicilerin toptan elektrik piyasasında özel yük azaltımları için teklif verdiği programlardır. Verilen teklif Pazar fiyatından düşük ise kabul edilir. Teklif kabul edilirse tüketici, belirttiği oranda yükünü azaltmak zorundadır. Aksi halde para cezası uygulanır. Bu program esas olarak Talep Toplayıcılara yöneliktir. Ancak bireysel büyük müşteriler de talep ihalesine girerek bu programa katılabilir.

Acil Talep Müdahalesi programları, tüketicilere yalnızca acil durum şartları süresince ölçülen yük azaltımları için teşvikler ödenir. Acil durum söz konusu olduğundan, ödenecek teşvikler yüksek miktarda olmaktadır. Teşvik ödemesi karşılığında kısa tüketim periyotlarında tüketicinin kendi isteğiyle tüketimini

düşürmesi şeklinde işler. Yük azaltımı olmazsa herhangi bir ceza verilmez. Tüketici, en az iki saat önceden en az 100 kW'lık (talep toplayıcılar için en az 0,5 MW) yük azaltımı teklif etmelidir. Bu tip programlar gönüllü katılım sağlanan programlar olup genelde büyük işletmelere uygundur.

Kapasite Piyasası programlarında önceden bir yük azaltım kapasitesi belirlenir. Bu tip programlar gönüllü katılım sağlanan programlar olup genelde büyük işletmelere uygundur.

Yardımcı Hizmetler Piyasası programlarında yük azaltımı yapabilecek tüketiciler belirlenir. Bu tüketiciler hazırda bekletilerek belirli zaman periyotları için ayrı ayrı teklif vermeleri sağlanır. Yani elektriğin peşin alınıp satıldığı piyasaya (spot market) pik talebinin karşılanması için paralel bir rezerv piyasa oluşturulur.

3.1.6.2. Fiyat tabanlı programlar

Fiyat Tabanlı Programlar elektrik tarifelerinin durgun olmadığı ve gerçek zamanlı toptan satış fiyatlarına göre dalgalandığı dinamik oranlara göre işler. Bu programların nihai amacı, fiyatları pik periyodu boyunca yüksek tutma off-pik periyodu boyunca da düşük tutma yoluyla talep eğrisini düzleştirmektir.

Kullanım Zamanı Programları (Time of Use-ToU) Fiyat Tabanlı Programların en temel şeklidir. Belirli zaman aralıklarında birim tüketim başına düşen fiyat değişir. Pik periyodunda fiyat, off-pik periyodundan daha yüksektir. Fiyat oranlarının belirlenmesi farklı yük tüketim seviyesi periyotlarının ortalama enerji tüketimi baz alınarak yapılır. ToU tarifesinde gün içerisinde 3 adet kullanım dilimi mevcuttur. Bunlar elektrik birim fiyatının düşükten yükseğe sırasıyla, off-pik, ortalama kullanım ve on-pik zamanlarıdır.

ToU tarifesinde yıl içerisinde mevsimlere ve aylara göre değişen fiyatlandırma yapılabilir ya da hiç değişmeyen bir şekilde uygulanabilir. Fiyatlandırmanın daha da hassas yapılması için, her gün her yük dilimi için fiyatın belirlenmesidir. Bu tip fiyatlandırma yapılan DR programına Dinamik Kullanım Zamanı (Dynamic Time of Use-dToU) programı denilmektedir. dToU fiyatlandırmasında Ulusal ve yerel elektrik

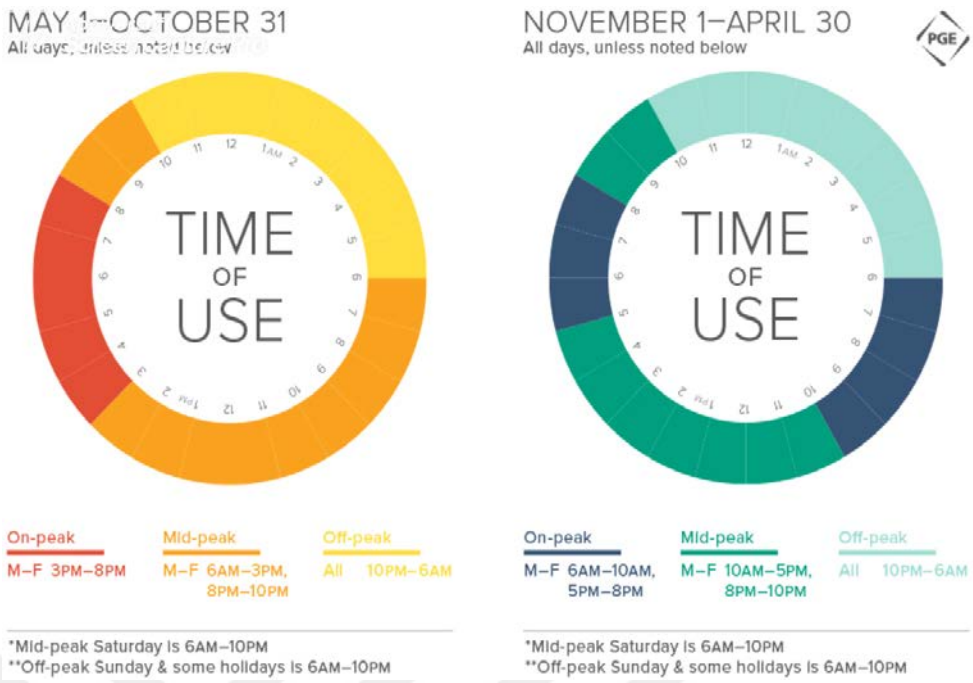
şebekesindeki önceki günlerdeki tarihsel bilgiler hesaba katılarak fiyatlandırma eğrisi oluşturulur. Kullanıcı, bir gün öncesinden bu bilgiyi alır ve kullanımını buna göre ayarlar.

Kullanım zamanı programları Türkiye'de de uygulanmaktadır. Gündüz-T1(06:00-17:00 arası), Puant-T2(17:00-22:00 arası), Gece-T3(22:00-06:00 arası) şeklinde üç saat dilimi mevcuttur ve fiyatlar da saatler de yıl boyunca değişmez. Ayrıca sanayide kullanılmasına rağmen evsel kullanıcılarda henüz yaygın olarak kullanılmamaktadır. Çizelge 3.2.'de Türkiye'deki 2019 yılı Sanayi Enerji Tüketimi Birim Fiyatları gösterilmiştir.

Çizelge 3.2. Türkiye'deki 2019 yılı Sanayi Enerji Tüketimi Birim Fiyatları

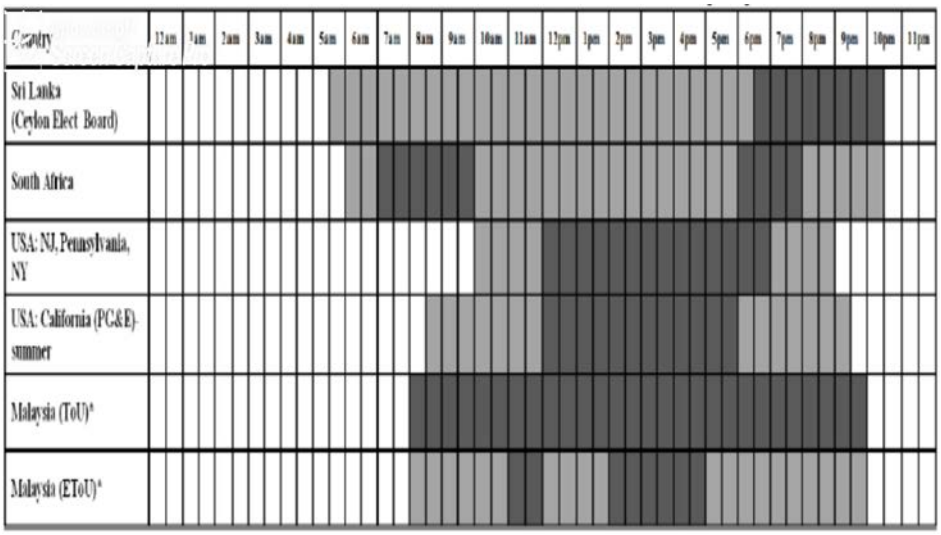
Fiyat Dilimi	**2019 Yılı Fiyatı (kr/kWh) [fon ve vergiler hariç]**
Gündüz-T1(06:00-17:00 arası)	45,2876
Puant-T2(17:00-22:00 arası)	69,6214
Gece-T3(22:00-06:00 arası)	25,6479

Ancak, yurtdışında yılın belirli zamanlarına göre hatta aylık değişen kullanım zamanı oranları mevcuttur. Şekil 3.6.'da A.B.D.'nin Kaliforniya eyaletinde uygulanmakta olan ToU programı görünmektedir. Burada yıl ikiye bölünmüştür, gün içerisinde ise zaman dilimleri birbiriyle bağlantısız olabilmektedir. Endüstriyel tesislerde ToU kullanılması zorunlu hale getirilmiştir. Evsel ve ticari kullanıcılarda isteğe bağlı olarak ToU tarifesi kullanımına geçilebilmektedir. Bu iki kullanıcı tipinde de yaygın ToU kullanımı görülmektedir.



Şekil 3.6. Portland General Electric dağıtım şirketi tarafından uygulanmakta olan ToU tarifesi (www.pge.com)

Şekil 3.7'de ise çeşitli ülkelerde kullanılmakta olan ToU programlarına ait zaman çizelgesi yer almaktadır.



Şekil 3.7. Çeşitli ülkelerde uygulanmakta olan ToU tarifeleri zaman çizelgeleri (Azman, Abdullah ve ark. 2017).

Bu çizelgeden de görüldüğü gibi ait olduğu ülkede veya bölgedeki sistem gereksinimine göre normal kullanım, pik ve off-pik periyotları uygulama süresi ve sıklığı değişiklik gösterebilmektedir. Fiyat sinyali değişimi için bir saatlik zaman periyotları da baz alınabilir, daha hassas fiyatlandırma için yarım saatlik kullanım periyotları da baz alınabilir (Azman ve ark., 2017). ToU programının etkin bir şekilde uygulanması için dağıtım şirketiyle müşteri arasında 1-5 yıl arasında değişen uzun süreli sözleşmeler yapılır. Dağıtım şirketi, tüketici grubunu enerji tüketim miktarına göre sınıflandırabilmektedir. Ayrıca ilgili ToU programına katılacak olan işletme sayısını sınırlandırabilmektedir.

Kritik Pik Fiyatlandırması programlarında fiyat miktarları, önceden belirlenmiş Kullanım Zamanı oranlarına ek olarak önceden belirlenmiş yüksek fiyatlardır. Kritik Pik Fiyatları yıl boyunca belirli gün ve saatlerde kararsızlık ya da yüksek toptan satış fiyatları sırasında kullanılır.

Zorlu Gün Kritik Pik Fiyatlandırması programında, Yıl içindeki bütün zorlu günler boyunca pik ve off-pik periyotları için fiyat belirlenir. Diğer günler için ise ortalama bir fiyat belirlenir.

Zorlu Gün Fiyatlandırması programları, Kritik Pik Fiyatlandırmasına benzer şekilde işler. Bu programın farkı zorlu gün süresince 24 saat süresince yüksek fiyat uygulanmasıdır.

Gerçek Zamanlı Fiyatlandırma (Real Time Pricing-RTP) programında ise katılan tüketiciler saatlik ve toptan elektrik satış fiyatlarını yansıtan fiyatlar üzerinden ücretlendirilir. Gerçek Zamanlı Fiyatlandırmada müşteriler günlük ve saatlik olarak fiyatlar hakkında bilgilendirilirler. Birçok ekonomist Gerçek Zamanlı Fiyatlandırmanın rekabetçi elektrik piyasaları için en doğru ve verimli DR programları olduğu ve politika yapıcılar tarafından odaklanılması gerektiğini belirtmektedir (Albadi ve El-Saadany, 2008).

3.2. Yöntem

3.2.1. Çalışmanın amacı ve kapsamı

Bu çalışmanın amacı çeşitli DR programlarının çeşitli sanayi kullanıcılarının enerji tüketimleri üzerindeki etkilerinin araştırılmasıdır. Bu çalışmada Şanlıurfa Organize Sanayi Bölgesi'nde büyük enerji tüketim payına sahip olan 3 sektör özelinde yük profilleri dikkate alınarak, değişik yük profillerine sahip olan üç tip sanayi tipi kullanıcı yük profili ve Fiyat Esnekliği Matrisi oluşturulmuştur. Daha sonra en düşük kış enerji tüketimi, en yüksek kış enerji tüketimi, en düşük yaz enerji tüketimi ve en yüksek yaz enerji tüketimini sembolize eden 4 adet temsili gün enerji tüketimi profili oluşturulmuştur. Bu üç tip kullanıcı ve dört temsili gün için Kullanım Zamanı (ToU), Dinamik Kullanım Zamanı (dToU) ve Gerçek Zamanlı Fiyatlandırma (RTP) programları uygulanmıştır. Her bir temsili günde her bir kullanıcının ToU, dToU ve RTP programlarında elde ettiği günlük yük ve fatura azaltımı miktarları karşılaştırılmıştır. Daha sonra, DR yönetim giderleri de baz alınarak yıllık olarak her bir DR programının kullanıcılara sağladığı fatura azaltım miktarları bulunarak karşılaştırma yapılmıştır.

3.2.2. Fiyat esnekliği modeli

3.2.2.1. Fiyat esnekliği matrisi

Elektrik alınıp satılabilen bir meta olarak algılanırsa, elektrik talebinin ve fiyatının zamana göre değişimi temel bir iktisadi tanımlama olan fiyat esnekliği modeliyle tanımlanabilir (Qu ve ark., 2018). Fiyat esnekliğinin temel formülü şu şekildedir:

$$E = \frac{P_0}{D_0} \cdot \frac{\Delta D}{\Delta P} \qquad (3.2.2.1)$$

Burada;

P_o: Baz Fiyat

D_o: Baz Talep

ΔP: Fiyattaki değişim

ΔD: Talepteki değişimdir.

Fiyat Esnekliği Matrisi (FEM)'nin oluşturulması için bu formül kullanılan temel formüldür. Fiyat esnekliği iki tiptir. Birincisi, aynı saat dilimi içerisinde fiyat değişimine bağlı olarak talebin değişimini gösteren Öz Esneklik(Self-Elasticity)'tir. İkincisi ise, başka bir saat dilimi içerisinde fiyat değişimine bağlı olarak içinde bulunulan saat dilimindeki talebin değişimini gösteren Çapraz Esneklik (Cross-Elasticity)'tir (Qu ve ark., 2018).

Öz Esneklik katsayısı:

$$E_{i,i} = \frac{P_0}{D_0} \cdot \frac{\Delta D(t_i)}{\Delta P(t_i)} \quad (3.2.2.2)$$

Çapraz Esneklik katsayısı:

$$E_{i,j} = \frac{P_0}{D_0} \cdot \frac{\Delta D(t_i)}{\Delta P(t_j)} \quad (3.2.2.3)$$

Aynı saat diliminde fiyattaki değişim talepte ters yönde bir etki yapacaktır. Bunun için Öz Esneklik katsayısı her zaman negatif değer alır. Yine j'inci saat diliminde fiyatın değişmesi ile, tüketicinin i'inci saat dilimindeki tüketiminin bir kısmını j'inci saat dilimine kaydırma isteğinin değişimine göre Çapraz Esneklik katsayısı sıfır ya da pozitif değer alır. Öz Esneklik bir saat diliminde yük azaltma eğilimini sembolize eder. Çapraz Esneklik ise bir saat diliminden başka bir saat dilimine yük kaydırmayı sembolize eder. FEM 24X24'lük bir matristir ve aşağıdaki formda ifade edilir:

$$\begin{bmatrix} E_{1,1} & \cdots & E_{1,24} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ E_{24,1} & \cdots & E_{24,24} \end{bmatrix} \quad (3.2.2.4)$$

3.2.2.2. Talep müdahalesi programlarının ekonomik modeli

DR programlarına tüketiciler tarafından nasıl tepki verildiğine dair çeşitli ekonomik modeller oluşturulmuştur. Mohejaryami ve arkadaşları tarafından geliştirilen saatlik talep esnekliği modeli aşağıda açıklanmıştır (Mohajeryami ve ark., 2015). Buradaki model ve kaynak kod tarafımızdan kullanıcı ve temsili gün senaryolarına göre düzenlenerek analiz yapılmıştır. Bir kullanıcının saatlik talebi aşağıdaki formülle bulunur:

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left\lfloor 1 + \frac{E(i)\cdot\left(p(i) - p_0(i) + \lambda \cdot R(i)\right)}{p_0(i)} \right\rfloor \qquad (3.2.2.5)$$

Burada;

p_o: Baz Fiyat

d_o: Baz Talep

E: Esneklik Katsayısı

λ: Sembolik ödülün veya teşvik ödemesinin gerçek değerini gösteren katsayı.

R: Dağıtım Şirketi tarafından her kWh'lik talep düşümü karşılığında yapılan teşvik ödemesi

Bir kullanıcının teşvik ve fiyat hassasiyetli DR modeli, Öz Esneklik ve Çapraz Esneklik katsayıları dikkate alınarak aşağıdaki şekilde oluşturulabilir (Mohajeryami ve ark., 2015):

$$d(i) = d_0(i) + E(i) \cdot \frac{d_0(i)}{p_0(i)} \cdot \left(p(i) - p_0(i) + \lambda \cdot R(i)\right) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{24} E(i,j) \cdot \frac{d_0(i)}{p_0(j)} \cdot \left(p(j) - p_0(i,j) + \lambda \cdot R(j)\right)$$

(3.2.2.6)

3.2.3. Şanlıurfa organize sanayi bölgesi enerji tüketimi

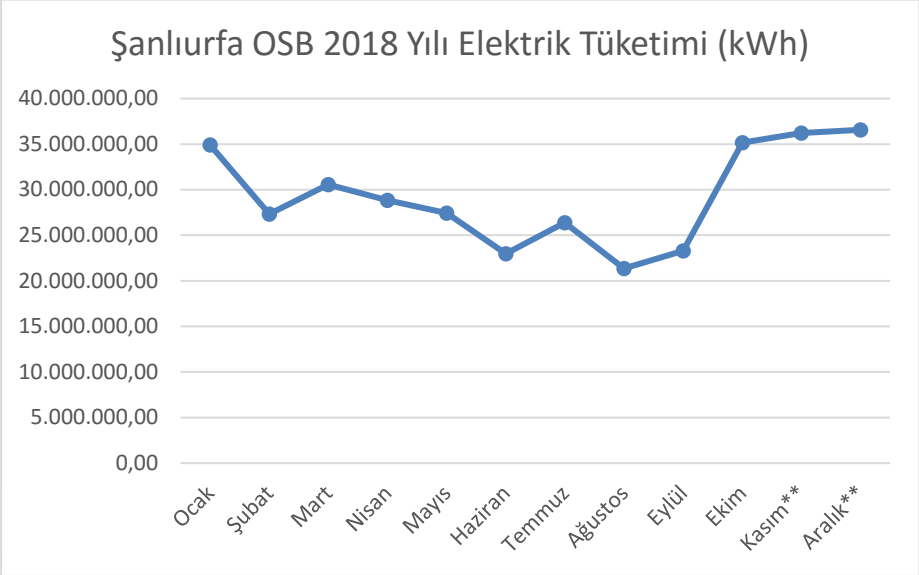
Şanlıurfa sanayisi çeşitli sektörlerde faaliyet gösteren firmalara sahiptir. Bu firmaların büyük çapta üretim yapanlarının büyük bir çoğunluğu Şanlıurfa OSB'de toplanmıştır.

Çizelge 3.1. Şanlıurfa OSB'ye ait 2018 Yılı Sektör Bazında Elektrik Tüketimi

DÖNEM (2018 Yılı)	TÜKETİM(Kwh)*						
	İPLİK	YAĞ VE ÇIRÇIR	GIDA VE İLAÇ	YAPI MALZ. VE PLASTİK BORU	TEKSTİL VE ÇUVAL	TRAFO	GENEL TOPLAM
Ocak	18.844.516	8.609.524	2.126.164	3.905.175	1.320.260	131.511	34.937.149
Şubat	16.143.647	4.144.624	1.907.382	3.661.378	1.366.106	119.021	27.342.157
Mart	17.723.640	4.728.303	1.988.753	4.389.551	1.645.052	105.971	30.581.270
Nisan	17.094.959	3.493.344	2.137.590	4.395.655	1.662.165	78.671	28.862.384
Mayıs	18.051.503	1.456.678	2.038.217	4.087.571	1.709.072	80.993	27.424.034
Haziran	15.468.012	336.647	1.957.289	3.677.196	1.472.404	70.660	22.982.208
Temmuz	16.549.233	463.276	2.503.108	4.781.023	1.992.320	95.687	26.384.648
Ağustos	13.759.696	269.443	1.946.674	3.710.211	1.595.501	78.095	21.359.620
Eylül	14.578.101	700.442	1.953.009	4.187.930	1.767.653	90.095	23.277.230
Ekim	14.455.346	12.553.244	2.064.917	4.188.225	1.800.716	91.958	35.154.406
Kasım**	15.566.350	12.575.253	2.137.652	4.092.358	1.752.524	97.258	36.221.395
Aralık**	17.756.568	11.252.568	1.978.756	3.982.586	1.490.256	115.556	36.576.290
Sektör Toplamı	195.991.572	60.583.347	24.739.512	49.058.858	19.574.027	1.155.477	**351.102.792**

*Kaynak: Şanlıurfa OSB Müdürlüğü Verileri

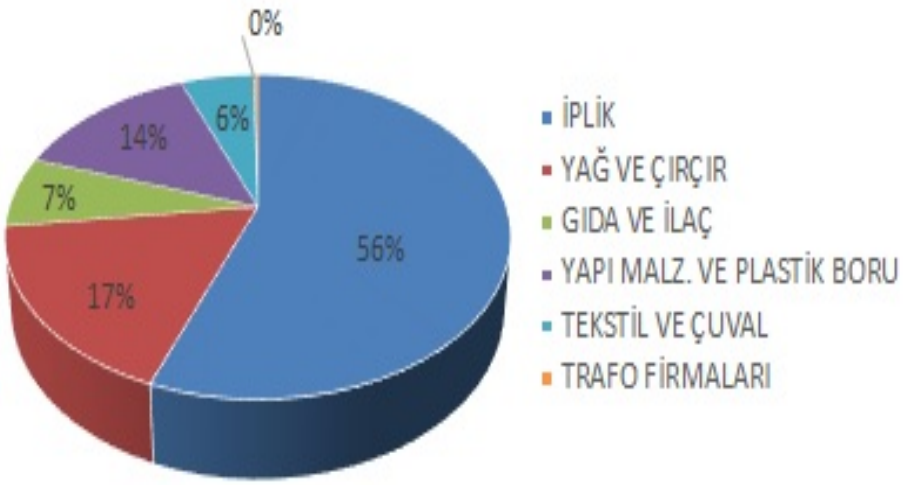
** Ekim ayı sonu itibariyle gerçek veriler alınmıştır. Kasım ve aralık ayları tüketimleri bir önceki yılın enerji tüketim istatistiklerine göre tahmin edilmiştir.



Şekil 3.8. Şanlıurfa OSB 2018 yılı Elektrik Tüketimi

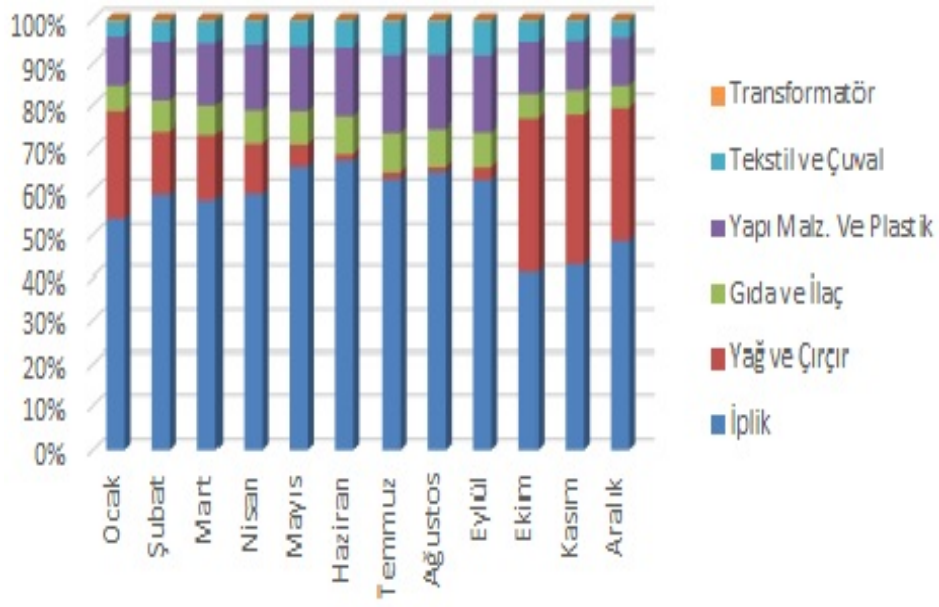
Şanlıurfa OSB'ye ait 2018 yılı elektrik tüketimi, Çizelge 3.1.'de verilmiştir. Buradan görüleceği gibi Şanlıurfa OSB'nin yıllık toplam enerji tüketimi 350 milyon kWh dolayındadır. 2018 yılı toplam enerji tüketiminin aylara göre dağılımı Şekil 5.1.'de verilmiştir.

Sonbahar ve kış aylarında enerji tüketimi hissedilir derecede artmaktadır. Yaz aylarında ise enerji tüketiminde düşüş yaşanmaktadır. Bu durumun birkaç sebebi vardır. Bunlardan birincisi Şanlıurfa sanayisinde önemli bir yeri olan yağ ve çırçır sanayisinin ekim ayı itibariyle üretime geçmesi ve mayıs ayı sonuna kadar aktif faaliyette bulunmasıdır. İkinci sebep olarak yine önemli bir sektör olan İplik sektöründe proses ısısı ihtiyacının soğuk aylarda daha fazla enerji tüketimi yoluyla sağlanması olarak sayılabilir. Bu Çizelge üzerinden yıllık toplam elektrik tüketimi üzerinde her bir sektörün yüzdelik payı Şekil 3.8.'de gösterilmiştir.



Şekil 3.9. Şanlıurfa OSB 2018 sektör bazında yıllık enerji tüketim dağılımı

Bu grafikten görüleceği üzere yıllık enerji tüketiminde en yüksek payı alan üç sektör sırasıyla İplik (%56), Yağ-çırçır(%17) ve Yapı malzemeleri-plastik boru(%14) sektörleridir. Buna göre en yüksek enerji tüketimine sahip olan bu üç sektörde enerji tasarrufu ya da DR yöntemleri ile talep yönetimi yapmak enerji tüketiminin kontrol edilmesi için yerinde bir yaklaşım olacaktır.



Şekil 3.10. Şanlıurfa OSB 2018 sektör bazında aylık enerji tüketim dağılımı

Yine Çizelge üzerinden aylara göre elektrik tüketimine sektörel bazda yüzdelik katkıları Şekil 3.10.'da gösterilmiştir. Burada, Ekim-Nisan ayları arasında yağ ve çırçır sektörünün elektrik tüketimindeki ağırlığının çok önemli şekilde arttığı görülmektedir. İplik sektörü ise yılın her ayında en fazla elektrik tüketimine sahip olan sektördür.

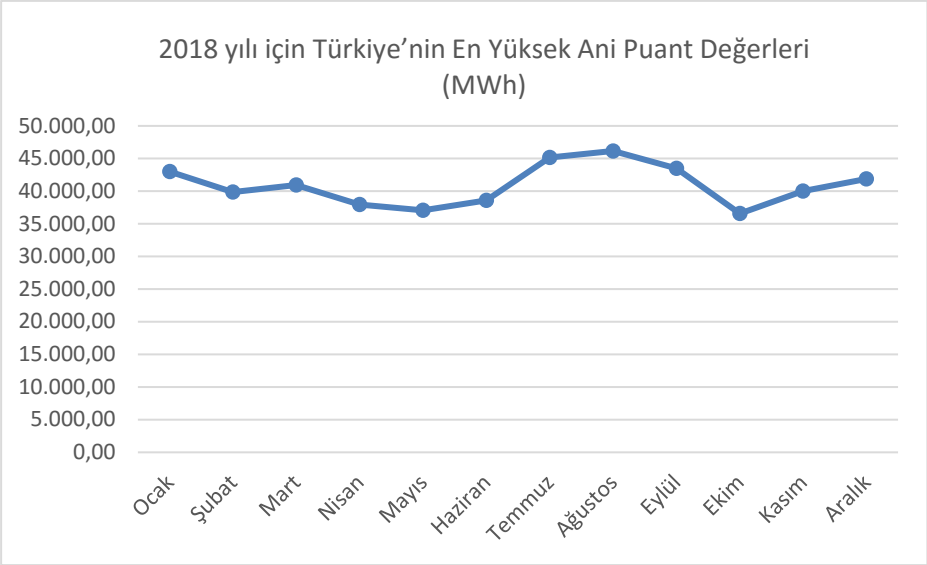
3.2.4. Temsili gün seçimi

Bir önceki bölümde Şanlıurfa OSB'de en fazla enerji tüketimine sahip olan sektörler ifade edilmişti. Elektrik talebinin ve birim fiyatının yüksek olduğu günleri bulmak için TEİAŞ tarafından yayınlanan 2018 yılı raporları incelenmiştir.

Çizelge 3.2. ve Şekil 3.11.'te 2018 yılı için Türkiye'nin En Yüksek Ani Puant değerleri aylık bazda görülmektedir. Buna göre en yüksek ani puant değerleri temmuz, ağustos ve eylül aylarında görülmektedir. En yüksek ani puant değerleri kış aylarında 11:00, 16:00, 17:00, 18:00, 19:00 saat dilimlerinde; yaz aylarında ise 11:00, 15:00, 17:00, 20:00, 21:00 saat dilimlerinde görülmektedir.

Çizelge 3.2. 2018 yılı için Türkiye'nin En Yüksek Ani Puant Çizelgesi

	Tarih	**Saati**	**Değeri (MWh)**
Ocak	18.01.2018	11:50	43.010,48
Şubat	12.02.2018	11:00	39.872,20
Mart	01.03.2018	11:00	40.960,11
Nisan	03.04.2018	20:00	37.947,88
Mayıs	04.05.2018	21:00	37.077,76
Haziran	08.06.2018	17:00	38.567,85
Temmuz	13.07.2018	15:00	45.169,21
Ağustos	01.08.2018	15:20	46.159,55
Eylül	04.09.2018	16:00	43.510,80
Ekim	03.10.2018	19:00	36.570,81
Kasım	15.11.2018	18:00	40.018,59
Aralık	13.12.2018	17:40	41.871,75

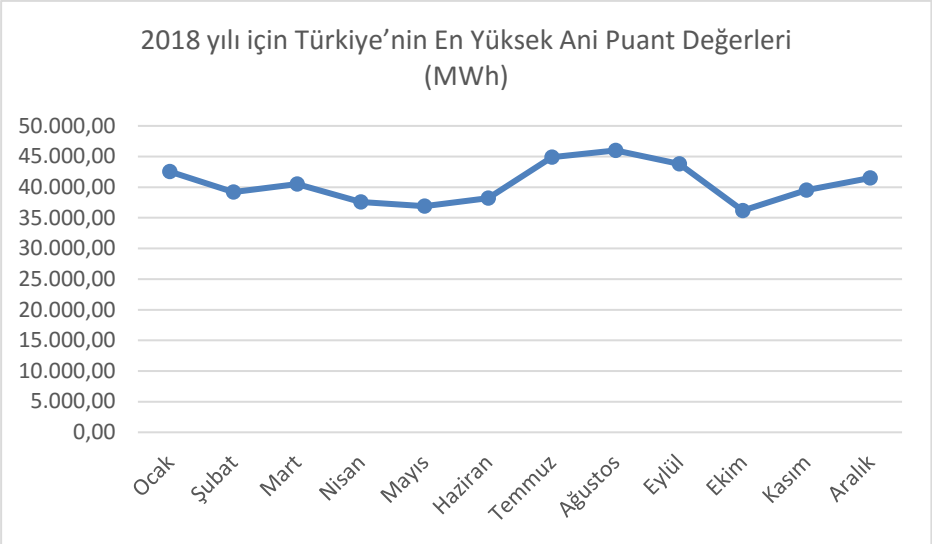


Şekil 3.11.2018 yılı için Türkiye'nin En Yüksek Ani Puant Grafiği

Çizelge 3.3. ve Şekil 3.12.'de 2018 yılı için Türkiye'nin En Yüksek Saatlik Puant değerleri aylık bazda görülmektedir. Buna göre en yüksek saatlik puant değerleri temmuz, ağustos ve eylül aylarında görülmektedir. En yüksek ani puant değerleri kış aylarında 12:00, 16:00, 18:00, 20:00 saat dilimlerinde; yaz aylarında ise 12:00, 15:00, 17:00, 20:00, 21:00 saat dilimlerinde görülmektedir.

Çizelge 3.3. 2018 yılı için Türkiye'nin En Yüksek Saatlik Puant Çizelgesi

	Tarih	**Saati**	**Değeri (MWh)**
Ocak	18.01.2018	12:00	42.541,99
Şubat	14.02.2018	12:00	39.183,20
Mart	01.03.2018	12:00	40.506,53
Nisan	18.04.2018	21:00	37.585,27
Mayıs	03.05.2018	21:00	36.903,21
Haziran	08.06.2018	17:00	38.188,98
Temmuz	12.07.2018	15:00	44.903,52
Ağustos	03.08.2018	17:00	45.996,31
Eylül	05.09.2018	16:00	43.787,60
Ekim	04.10.2018	20:00	36.184,51
Kasım	15.11.2018	18:00	39.514,15
Aralık	13.12.2018	18:00	41.489,13

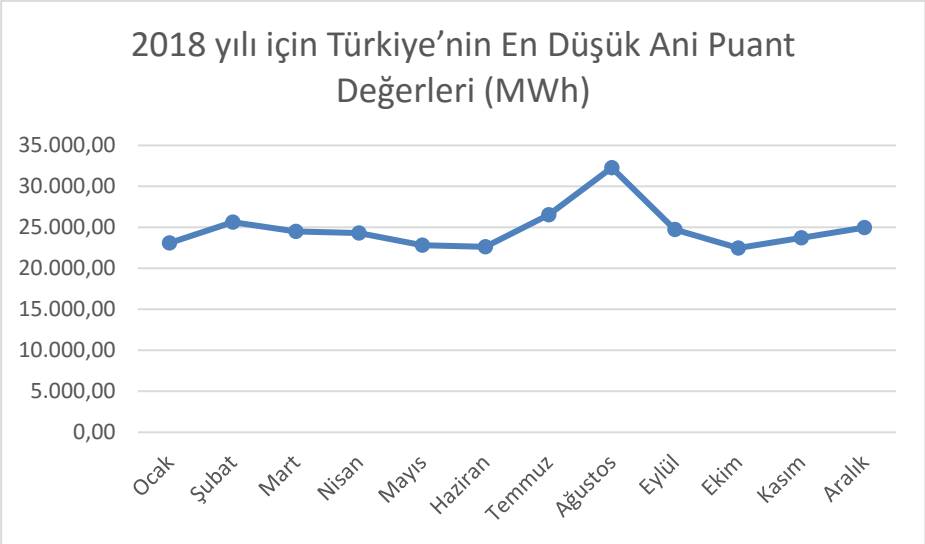


Şekil 3.12. 2018 yılı için Türkiye'nin En Yüksek Saatlik Puant Çizelgesi

Çizelge 3.4. ve Şekil 3.13.'te 2018 yılı için Türkiye'nin en düşük ani puant değerleri aylık bazda görülmektedir. Buna göre en düşük ani puant değerleri mayıs, haziran ve ekim aylarında görülmektedir. En düşük ani puant değerleri kış aylarında 04:00, 05:00, 07:00, 08:00 saat dilimlerinde; yaz aylarında ise 06:00, 07:00, 08:00 saat dilimlerinde görülmektedir.

Çizelge 3.4. 2018 yılı için Türkiye'nin En Düşük Ani Puant Çizelgesi

	Tarih	**Saati**	**Değeri (MWh)**
Ocak	1.01.2018	5:00	23.083,43
Şubat	11.02.2018	8:00	25.640,96
Mart	11.03.2018	8:00	24.499,62
Nisan	8.04.2018	7:00	24.325,40
Mayıs	6.05.2018	7:00	22.826,69
Haziran	3.06.2018	8:00	22.644,12
Temmuz	1.07.2018	6:00	26.553,35
Ağustos	1.08.2018	6:00	32.283,97
Eylül	16.09.2018	7:00	24.752,62
Ekim	14.10.2018	8:00	22.484,15
Kasım	4.11.2018	8:00	23.729,31
Aralık	3.12.2018	4:00	24.962,21

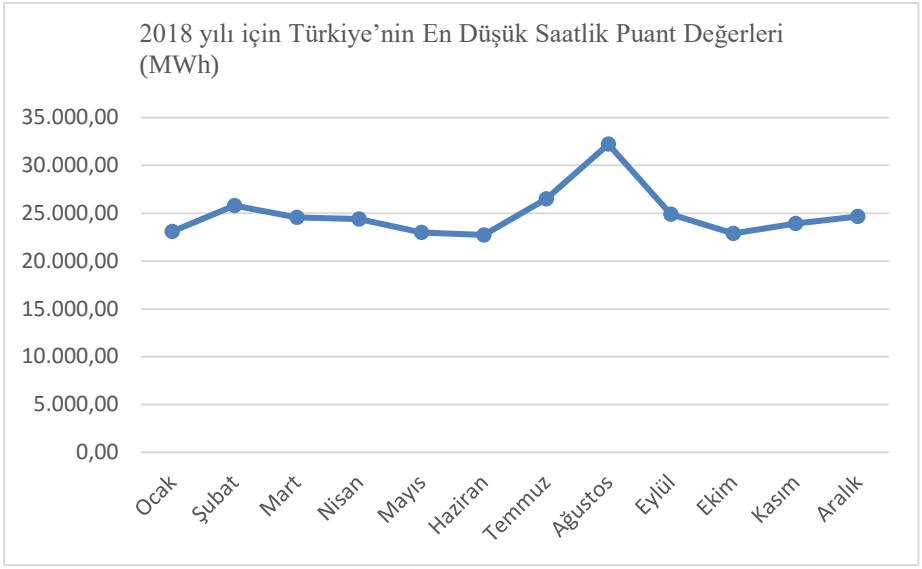


Şekil 3.13. 2018 yılı için Türkiye'nin En Düşük Ani Puant Çizelgesi

Çizelge 3.5. ve Şekil 3.14.'te 2018 yılı için Türkiye'nin En Düşük Saatlik Puant değerleri aylık bazda görülmektedir. Buna göre en düşük saatlik puant değerleri mayıs, haziran ve ekim aylarında görülmektedir. En düşük saatlik puant değerleri kış aylarında 06:00, 08:00, 09:00 saat dilimlerinde; yaz aylarında ise 07:00, 08:00 saat dilimlerinde görülmektedir.

Çizelge 3.5. 2018 yılı için Türkiye'nin En Düşük Saatlik Puant Çizelgesi

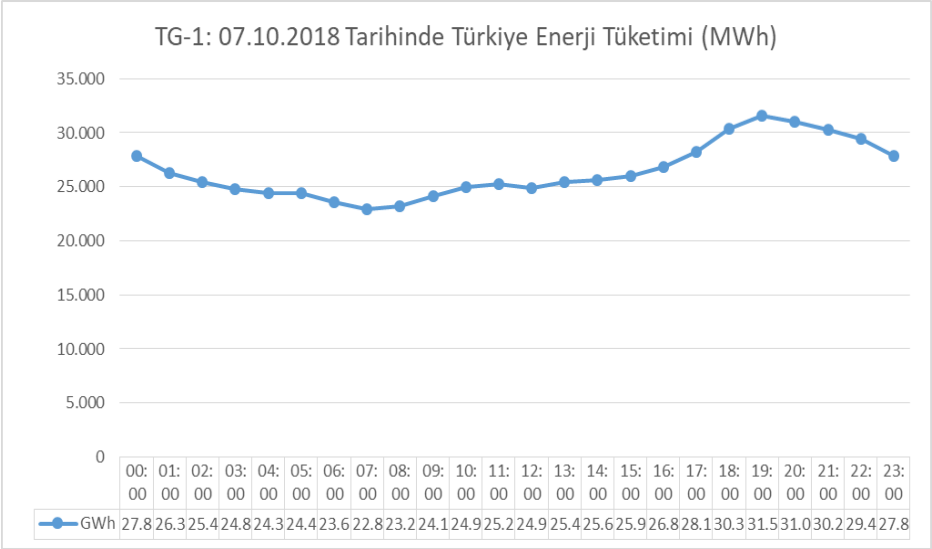
	Tarih	**Saati**	**Değeri (MWh)**
Ocak	1.01.2018	6:00	23.071,96
Şubat	11.02.2018	9:00	25.793,07
Mart	11.03.2018	8:00	24.568,55
Nisan	15.04.2018	8:00	24.378,68
Mayıs	6.05.2018	8:00	22.970,73
Haziran	3.06.2018	8:00	22.727,54
Temmuz	1.07.2018	7:00	26.488,53
Ağustos	1.08.2018	7:00	32.209,41
Eylül	16.09.2018	8:00	24.899,20
Ekim	7.10.2018	8:00	22.882,56
Kasım	4.11.2018	9:00	23.921,56
Aralık	2.12.2018	8:00	24.652,93



Şekil 3.14. 2018 yılı için Türkiye'nin En Düşük Saatlik Puant Çizelgesi

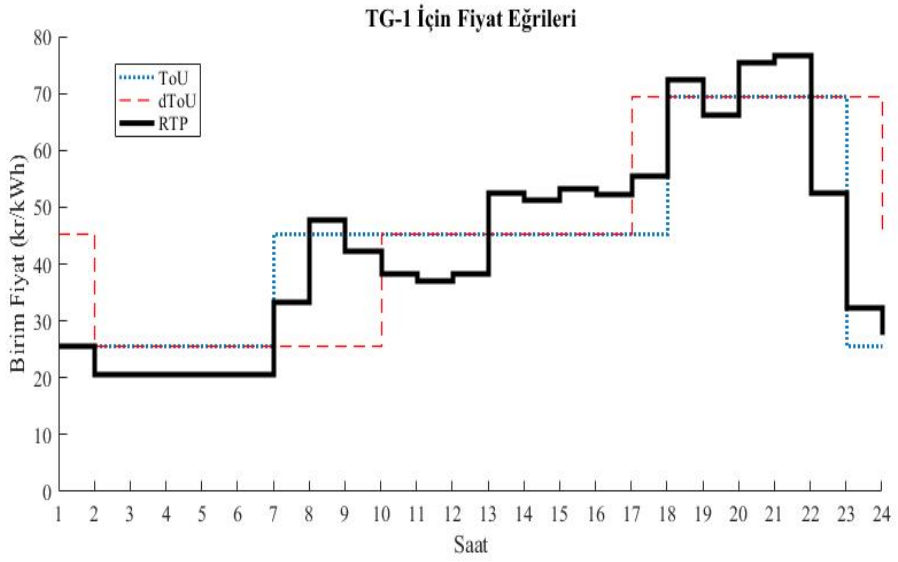
Bütün bu bilgiler ışığında tez çalışması analizlerde yıl içerisinde 4 adet temsili gün seçilmiştir. Temsili gün seçmekteki amacımız, her bir gün için dTOU ve RTP temsili fiyat eğrisi oluşturmaktır. Bu temsili günler, özellikleri ve yük eğrileri aşağıda sıralanmıştır:

Temsili Gün 1(TG-1): Kış düşük enerji tüketimi. Bu temsili gün, kış aylarında enerjinin en düşük tüketiminin görüldüğü ve en düşük saatlik puant değerlerinin ulusal şebekede gözlemlendiği günlerden biri olarak seçilmiştir. Yukarıda Türkiye'deki en düşük ani puant yükünün 14.10.2018 tarihinde 08:00'de ve en düşük saatlik puant yükünün de 07.10.2018 tarihinde 08:00'de gerçekleştiği görülmektedir. Bu iki gün arasından toplam enerji tüketiminin daha az gerçekleştiği 07.10.2018 tarihi TG-1 olarak seçilmiştir. TG-1 temsili gününde Türkiye'nin toplam elektrik tüketimi 634.962 MWh olarak ölçülmüştür. Söz konusu günde Güneydoğu Anadolu Bölgesi Yük Tevzi Merkezi'nde en yüksek puant yükü 19:00 saatinde 3.983 MWh olarak ölçülmüştür. TG-1 günündeki elektrik tüketimi grafiği Şekil 3.15.'de verilmiştir.



Şekil 3.15. TG-1: 07.10.2018 Tarihinde Türkiye Enerji Tüketimi

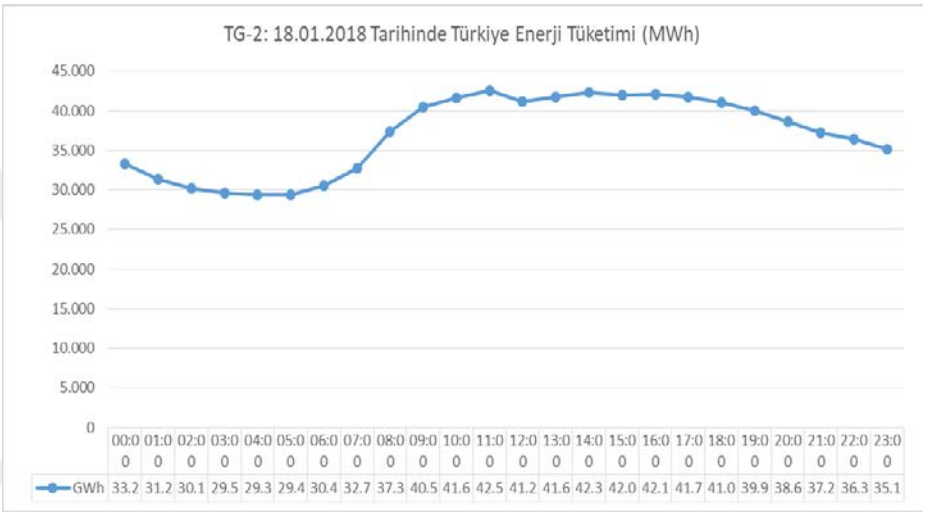
Buradan hareketle TG-1 için dToU ve RTP fiyat sinyali senaryosu oluşturulmuştur. Baz durumda ise normalde uygulanmakta olan statik ToU tarifesi yer almaktadır. TG-1 günü için fiyat sinyali senaryoları Şekil 3.16.'da verilmiştir.



Şekil 3.16. TG-1 günü için fiyat sinyali senaryoları

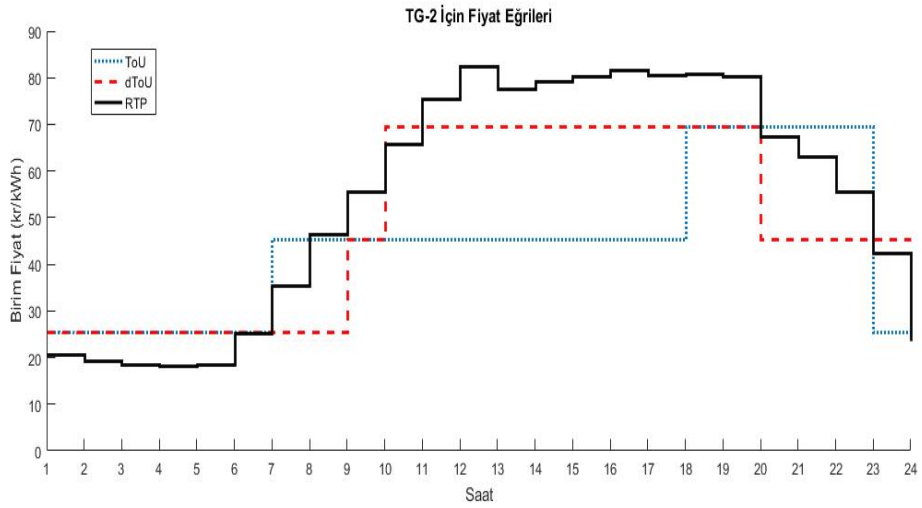
Temsili Gün 2(TG-2): Kış yüksek enerji tüketimi. Bu temsili gün, kış aylarında enerjinin en yüksek tüketiminin görüldüğü ve en yüksek saatlik puant değerlerinin ulusal şebekede gözlemlendiği günlerden biri olarak seçilmiştir. Yukarıda

Türkiye'deki en yüksek ani puant yükünün 04.09.2018 tarihinde 16:00'de ve en yüksek saatlik puant yükünün de 18.01.2018 tarihinde 12:00'de gerçekleştiği görülmektedir. Bu iki gün arasından toplam enerji tüketiminin daha fazla gerçekleştiği 18.01.2018 tarihi TG-2 olarak seçilmiştir. TG-2 temsili gününde Türkiye'nin toplam elektrik tüketimi 888.033 MWh olarak ölçülmüştür. Söz konusu günde Güneydoğu Anadolu Bölgesi Yük Tevzi Merkezi'nde en yüksek puant yükü 11:00 saatinde 5.672 MWh olarak ölçülmüştür. TG-2 günündeki elektrik tüketimi grafiği Şekil 3.17.'de verilmiştir.



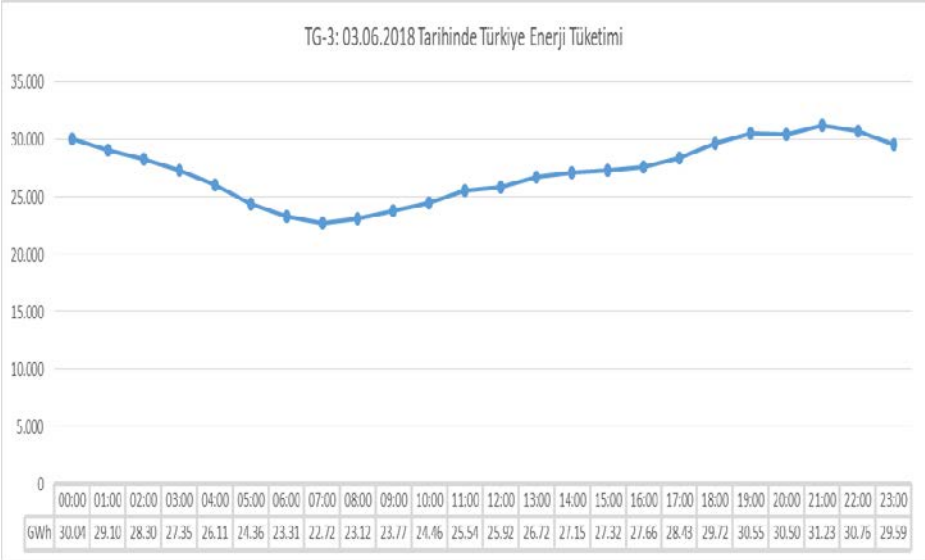
Şekil 3.17. TG-2: 18.01.2018 Tarihinde Türkiye Enerji Tüketimi

Buradan hareketle TG-2 için dToU ve RTP fiyat sinyali senaryosu oluşturulmuştur. Baz durumda ise normalde uygulanmakta olan statik ToU tarifesi yer almaktadır. TG-2 günü için fiyat sinyali senaryoları Şekil 3.18.'de verilmiştir.



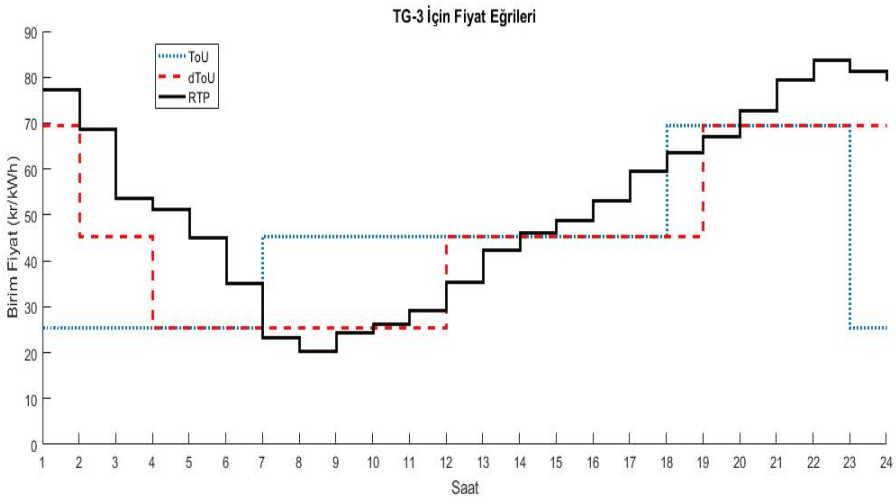
Şekil 3.18. TG-2 günü için fiyat sinyali senaryoları

Temsili Gün 3(TG-3): Yaz düşük enerji tüketimi. Bu temsili gün, yaz aylarında enerjinin en düşük tüketiminin görüldüğü ve en düşük saatlik puant değerlerinin ulusal şebekede gözlemlendiği günlerden biri olarak seçilmiştir. Yukarıda Türkiye'deki en düşük yaz ani ve saatlik puant yükünün 03.06.2018 tarihinde 08:00'de gerçekleştiği görülmektedir. Bunun için 03.06.2018 tarihi TG-3 olarak seçilmiştir. TG-3 temsili gününde Türkiye'nin toplam elektrik tüketimi 653.851 MWh olarak ölçülmüştür. Söz konusu günde Güneydoğu Anadolu Bölgesi Yük Tevzi Merkezi'nde en yüksek puant yükü 21:00 saatinde 3.812 MWh olarak ölçülmüştür. TG-3 günündeki elektrik tüketimi grafiği Şekil 3.19.'da verilmiştir.



Şekil 3.19. TG-3: 03.06.2018 Tarihinde Türkiye Enerji Tüketimi

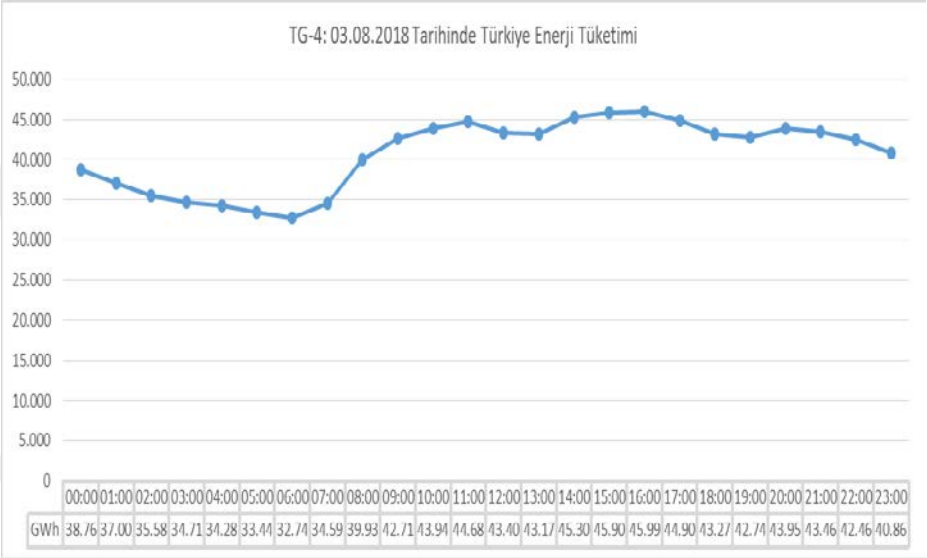
Buradan hareketle TG-3 için dToU ve RTP fiyat sinyali senaryosu oluşturulmuştur. Baz durumda ise normalde uygulanmakta olan statik ToU tarifesi yer almaktadır. TG-3 günü için fiyat sinyali senaryoları Şekil 3.20'de verilmiştir.



Şekil 3.20. TG-3 günü için fiyat sinyali senaryoları

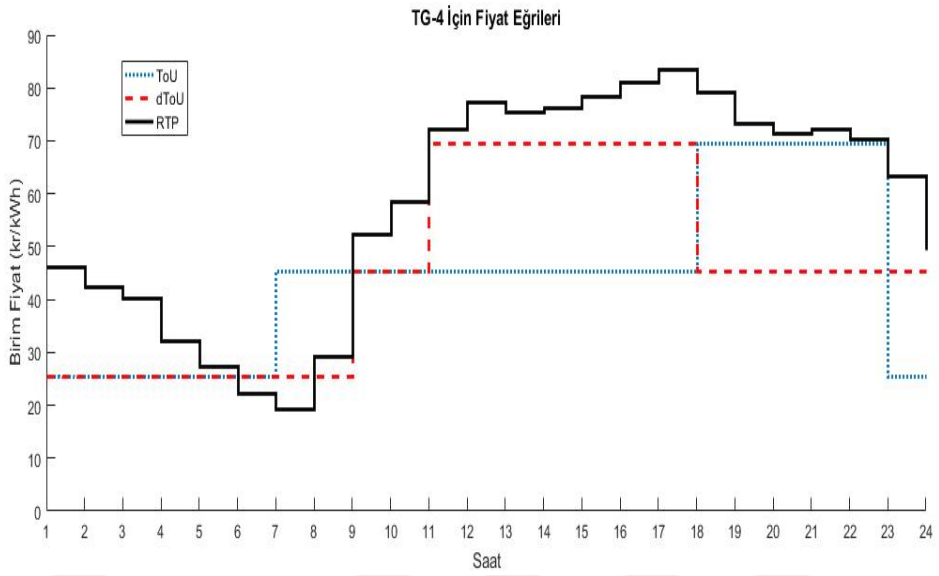
Temsili Gün 4(TG-4): Yaz yüksek enerji tüketimi. Bu temsili gün, yaz aylarında enerjinin en yüksek tüketiminin görüldüğü ve en yüksek saatlik puant değerlerinin ulusal şebekede gözlemlendiği günlerden biri olarak seçilmiştir. Yukarıda

Türkiye'deki en yüksek ani puant yükünün 01.08.2018 tarihinde 15:20'de ve en yüksek saatlik puant yükünün de 03.08.2018 tarihinde 17:00'de gerçekleştiği görülmektedir. Bu iki gün arasından toplam enerji tüketiminin daha fazla gerçekleştiği 03.08.2018 tarihi TG-4 olarak seçilmiştir. TG-4 temsili gününde Türkiye'nin toplam elektrik tüketimi 977.870 MWh olarak ölçülmüştür. Söz konusu günde Güneydoğu Anadolu Bölgesi Yük Tevzi Merkezi'nde en yüksek puant yükü 20:00 saatinde 6.951 MWh olarak ölçülmüştür. TG-4 günündeki elektrik tüketimi grafiği Şekil 3.21.'de verilmiştir.



Şekil 3.21. TG-4: 03.08.2018 Tarihinde Türkiye Enerji Tüketimi

Buradan hareketle TG-4 için dToU ve RTP fiyat sinyali senaryosu oluşturulmuştur. Baz durumda ise normalde uygulanmakta olan statik ToU tarifesi yer almaktadır. TG-4 günü için fiyat sinyali senaryoları Şekil 3.22.'de verilmiştir.

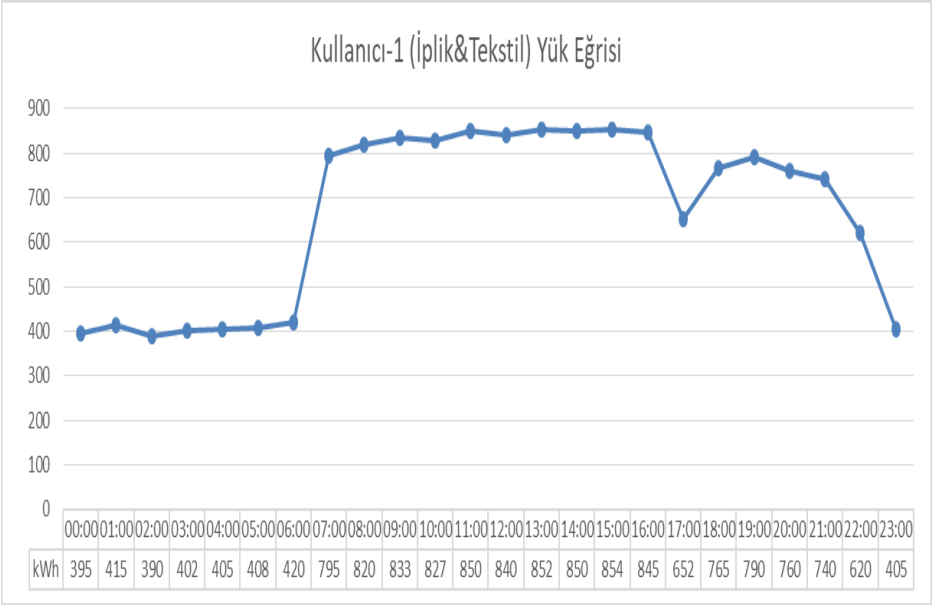


Şekil 3.22. TG-4 günü için fiyat sinyali senaryoları

3.2.5. Kullanıcı yük eğrileri ve fiyat esnekliği matrisleri seçimi

Daha önceki bölümde Şanlıurfa OSB'de elektrik enerjisi tüketimi bakımından önde gelen sektörler sırasıyla İplik, Yağ-Çırçır ve Yapı malzemeleri-boru sektörleri olarak belirlenmişti. Seçilen kullanıcılara ait yük eğrileri ve özellikleri aşağıda sıralanmıştır. Temsili günlerdeki fiyat sinyali değişimlerine bağlı olarak saatlik periyotlarda yük atma ve başka bir periyoda yük kaydırma işlemlerinin enerji tüketim bedeli üzerinde etkilerinin analiz edilmesi amaçlanmaktadır. Bunun için seçilen bütün temsili günler için bütün kullanıcıların yük eğrisi sabit olarak kabul edilmiştir.

Kullanıcı-1 Yük Eğrisi(K-1): Burada örnek bir iplik-tekstil işletmesine ait temel tüketim eğrisi alınmıştır. Bu işletmenin saatlik enerji tüketimi 395-854 kWh arasında değişmektedir. K-1 yük eğrisi Şekil 3.23'de verilmiştir.



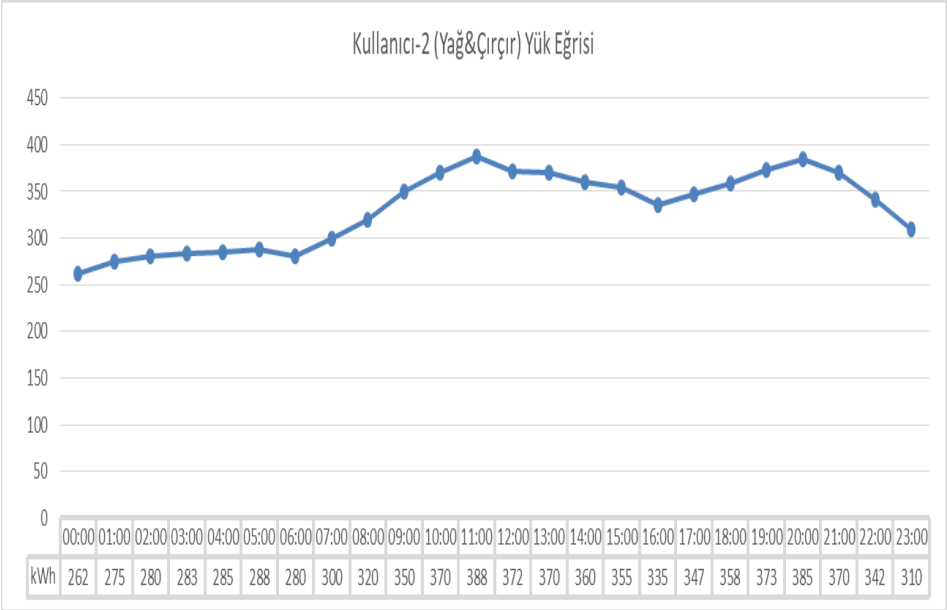
Şekil 3.23. K-1:Kullanıcı-1 (Tekstil) Yük Eğrisi

K-1 kullanıcısı tekstil fabrikasıdır. Bu işletme 24 saat vardiyalı çalışmaktadır ve üretim kaybı olacağından dolayı pik yükünü azaltmaya pek de istekli değildir. K-1 kullanıcısı yılın her günü, mevsimsel bazı ısıtma-soğutma yükleri hariç aynı enerji tüketimiyle çalışmaktadır. K-1 Kullanıcısı için Fiyat Esnekliği Matrisi Çizelge 3.6.'da verilmiştir.

Çizelge 3.6. K-1 Kullanıcısı İçin Fiyat Esnekliği Matrisi

	Pik	**Off-Pik**	**Normal**
Pik	-0.1	0.005	0.01
Off-Pik	0.005	-0.1	0.03
Normal	0.01	0.03	-0.1

Kullanıcı-2 Yük Eğrisi(K-2): Burada örnek bir yağ-çırçır işletmesine ait temel tüketim eğrisi alınmıştır. Bu işletmenin saatlik enerji tüketimi 266-388 kWh arasında değişmektedir. K-2 yük eğrisi Şekil 3.24.'te verilmiştir.



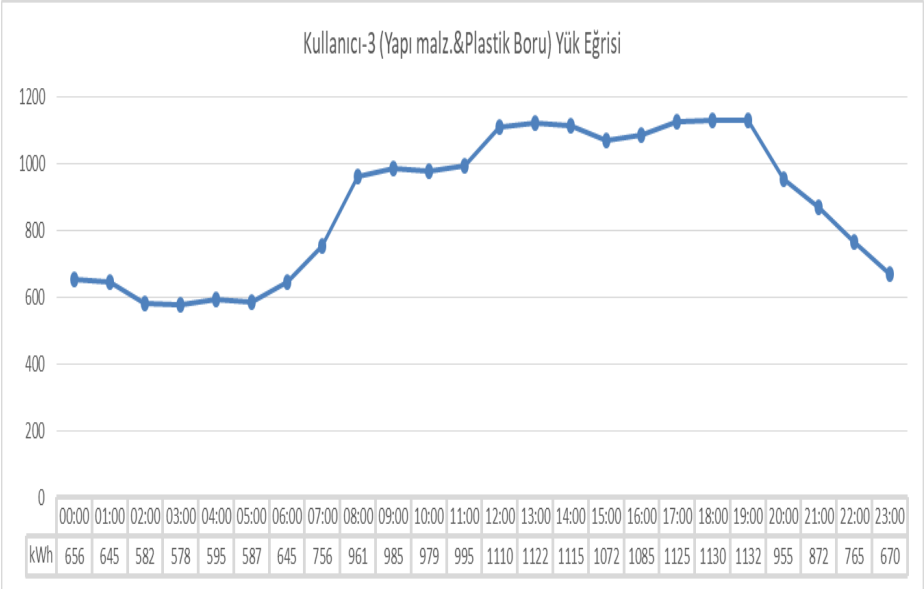
Şekil 3.24. K-2:Kullanıcı-2 (Yağ-Çırçır) Yük Eğrisi

K-2 kullanıcısı yağ-çırçır fabrikasıdır. Bu işletme yarı esnek bir şekilde çalışmaktadır ve pik yükünü azaltmaya isteklidir. K-2 Kullanıcısı için Fiyat Esnekliği Matrisi Çizelge 3.7.'de verilmiştir. Matrisin diyagonal elemanları olan öz esneklik katsayıları K-1 kullanıcısına göre önemli bir şekilde yüksektir. Aynı şekilde çapraz esneklik katsayıları da daha yüksektir.

Çizelge 3.7. K-2 Kullanıcısı İçin Fiyat Esnekliği Matrisi

	Pik	**Off-Pik**	**Normal**
Pik	-0.2	0.01	0.008
Off-Pik	0.01	-0.2	0.005
Normal	0.008	0.005	-0.2

Kullanıcı-3 Yük Eğrisi(K-3): Burada örnek bir yapı malzemeleri-plastik boru işletmesine ait temel tüketim eğrisi alınmıştır. Bu işletmenin saatlik enerji tüketimi 656-1125 kWh arasında değişmektedir. K-3 yük eğrisi Şekil 3.25.'te verilmiştir.



Şekil 3.25. K-3:Kullanıcı-3 (Yapı malzemeleri-Plastik Boru) Yük Eğrisi

K-3 kullanıcısı yağ ve çırçır fabrikasıdır. Bu işletme daha esnek bir şekilde çalışmaktadır ve pik yükünü azaltmaya daha isteklidir. K-3 Kullanıcısı için Fiyat Esnekliği Matrisi Çizelge 3.8.'de verilmiştir. Matrisin diyagonal elemanları olan öz esneklik katsayıları K-1 ve K-2 kullanıcılarına göre daha yüksektir. Aynı şekilde çapraz esneklik katsayıları da daha yüksektir.

Çizelge 3.8. K-3 Kullanıcısı İçin Fiyat Esnekliği Matrisi

	Pik	**Off-Pik**	**Normal**
Pik	-0.3	0.02	0.009
Off-Pik	0.02	-0.3	0.007
Normal	0.009	0.007	-0.3

3.2.6. Temsili günlerde kullanıcıların DR senaryolarına tepkisi

Bu tez çalışmasında 3 adet kullanıcıya (K-1, K-2 ve K-3) 4 adet Temsili Gün (TG-1, TG-2, TG-3 ve TG-4) senaryosu için 3 adet DRP (ToU, dToU ve RTP) uygulanmıştır. Her bir kullanıcı ve TG için normal kullanım ve DR kullanımı şeklinde

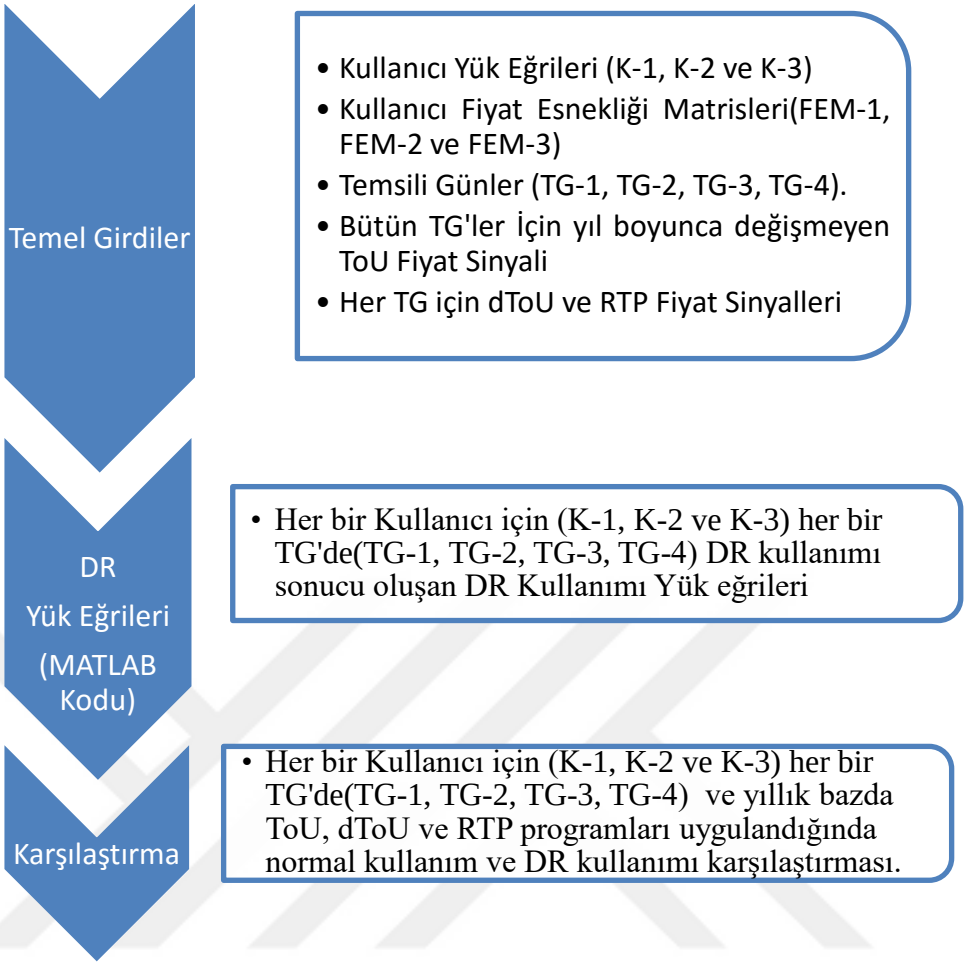
iki durum analiz edilmiştir. Normal kullanım, kullanıcıların fiyat değişimlerine tepki vermediği durumdur. DR kullanımı ise, kullanıcıların fiyat değişimine tepki verdiği ya da dağıtım şirketi ile yapılan anlaşmalar nedeniyle tepki vermek zorunda olduğu durumdur. Burada kullanıcıların enerji tüketiminin gün içerisinde bir periyottan başka bir periyoda kaydırabileceği ya da yük atma yapabileceği düşünülmüştür.

Her bir TG senaryosu için o güne ait fiyat sinyaline göre pik, normal kullanım ve off-pik periyotları belirlenmiştir. Bu periyotlar Çizelge 3.9.'da gösterilmiştir.

Çizelge 3.9. Temsili Günler İçin Tüketim Periyotları

	Off-Pik	**Normal Kullanım**	**Pik**
TG-1	02-09 Saatleri	01,24 10-16 Saatleri	17-23 Saatleri
TG-2	01-08 Saatleri	09, 20-24 Saatleri	10-19 Saatleri
TG-3	04-11 Saatleri	02-03 12-18 Saatleri	01, 19-24 Saatleri
TG-4	1-8 Saatleri	09-10 18-24 Saatleri	11-17 Saatleri

Daha sonra her bir TG için fiyat sinyali ve enerji kullanım periyotları ve kullanıcı yük eğrileri ve FEM matrisleri girdi olarak alınarak MATLAB kodu düzenlenmiştir. Dağıtım şirketinin, kullanıcıların pik periyotlarında gerçekleşen yük azaltımlarına tüm senaryolar için 15,8 kr/kWh teşvik geri ödemesi yaptığı da girdi olarak dikkate alınmıştır. Söz konusu MATLAB kodu çalıştırılarak her bir Kullanıcı için (K-1, K-2 ve K-3) her bir TG'de(TG-1, TG-2, TG-3, TG-4) her bir DR uygulanması sonucu oluşan DR kullanımı yük eğrileri elde edilmiştir. Bir sonraki aşamada bulunan yük eğrilerinden, saatlik/günlük tüketimler bulunmuştur. Her bir fiyat sinyali için (ToU, dToU ve RTP) DR kullanımı sonucunda normal kullanıma göre kullanıcıların ödeyecekleri fatura miktarının azaltım oranları % olarak bulunarak karşılaştırılmıştır. Sonuç olarak Senaryo girdi ve çıktılarının verildiği mantıksal çizelge Şekil 3.26'da verilmiştir.

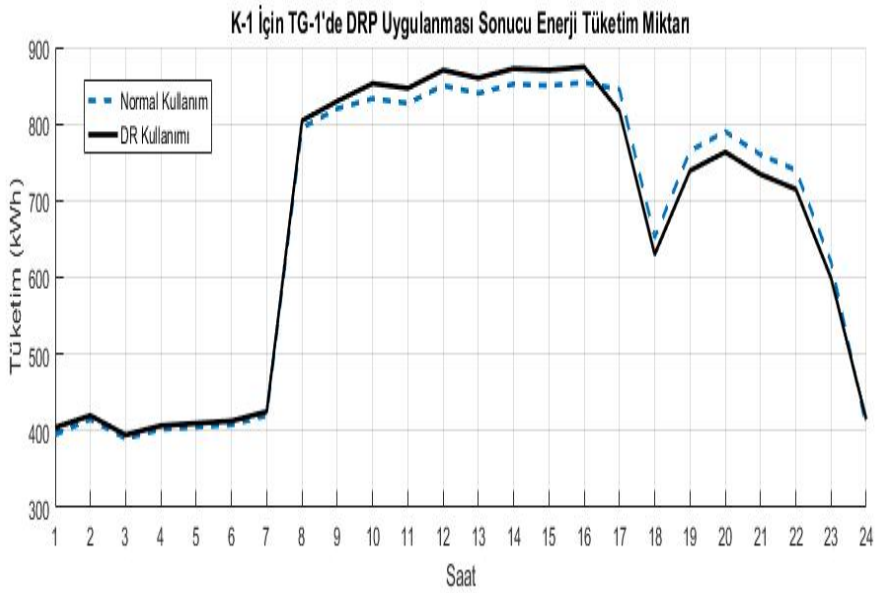


Şekil 3.26. Senaryo Mantıksal Akış Çizelgesi

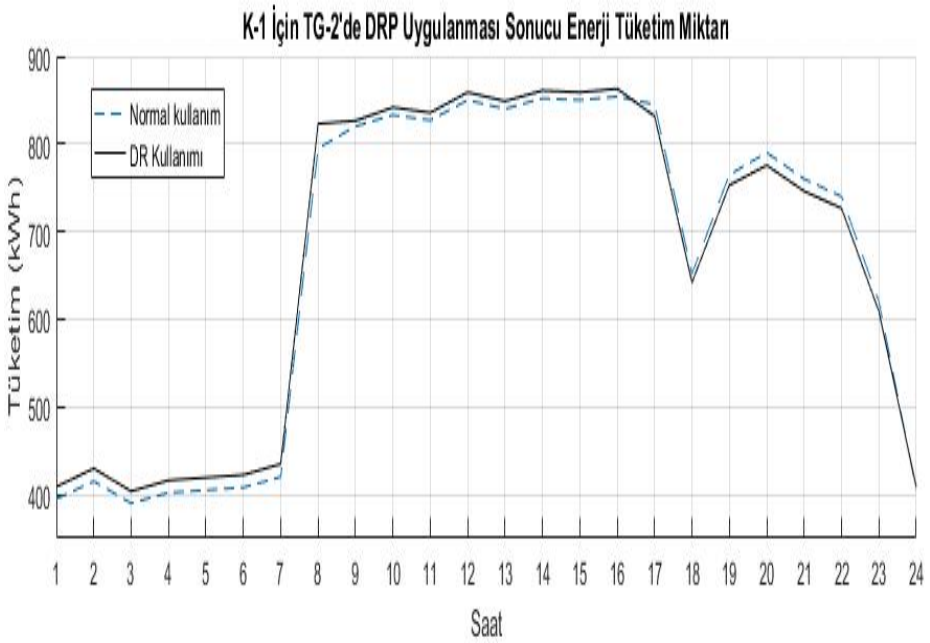
4. ARAŞTIRMA BULGULARI ve TARTIŞMA

4.1. Kullanıcı-1(K-1) İçin Tüm Senaryoların Analiz Sonuçları

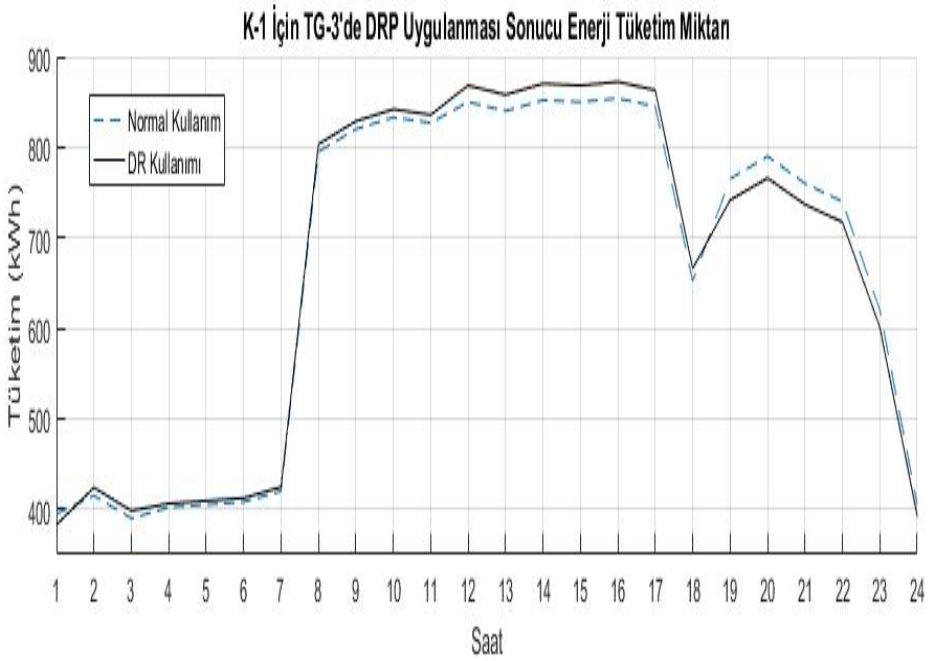
K-1 için, Şekil 4.1. , Şekil 4.2. , Şekil 4.3. ve Şekil 4.4.'de sırasıyla TG-1, TG-2, TG-3 ve TG-4 günlerinde uygulanan DR stratejisi ile FEM matrisi baz alınarak normal kullanım ve DR kullanımı tüketim miktarları verilmiştir. Grafiklerden görüleceği üzere K-1 kullanıcısı yük azaltmaya veya kaydırmaya istekli bir kullanıcı olmadığından yıl boyunca DR uygulamasında çok kısıtlı bir şekilde yük azaltımı ve yük kaydırma yapmıştır. Bu durum K-1'in DR uygulamasından genel olarak az bir fayda elde etmesine neden olmuştur.



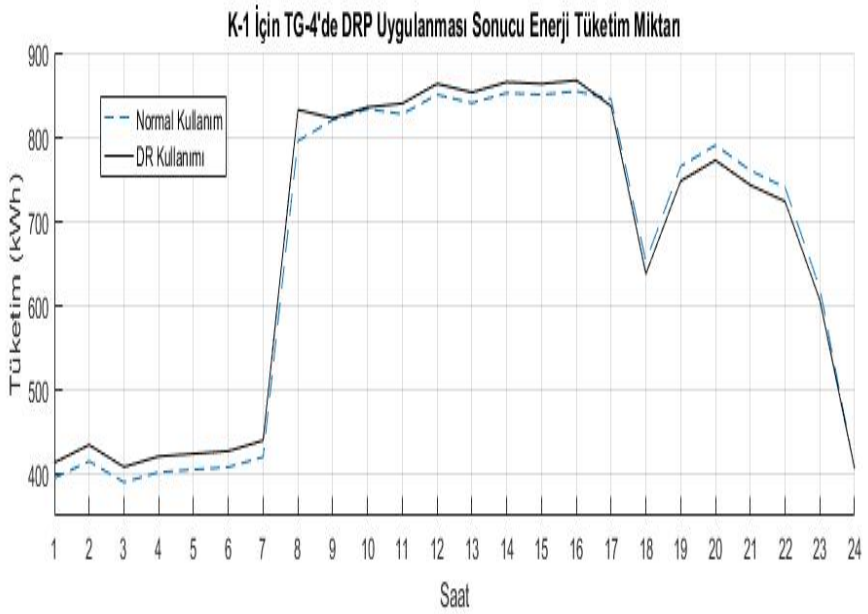
Şekil 4.1. K-1 İçin TG-1'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi



Şekil 4.2. K-1 İçin TG-2'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi



Şekil 4.3. K-1 İçin TG-3'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi



Şekil 4.4. K-1 İçin TG-4'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi

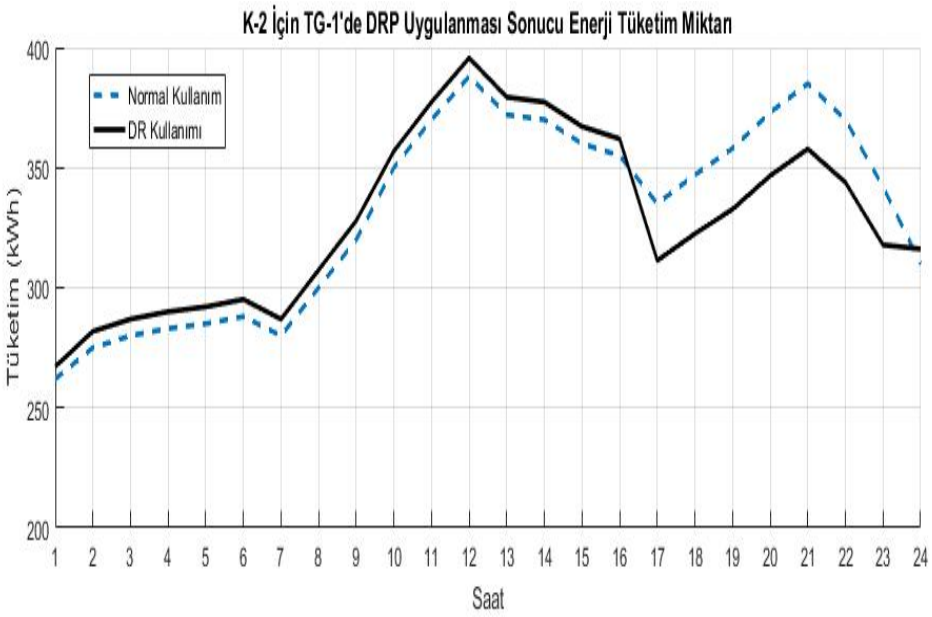
Çizelge 4.1.'de her bir TG için, 3 adet DRP(ToU, dToU ve RTP) özelinde K-1 kullanıcısının normal kullanım ve DR kullanımı karşılaştırması yapılmıştır. Fatura azaltım oranı ToU programında %2,42-%3,25, dToU programında %2,89-%3,58 ve RTP programında ise %3,25-%4,25 aralığında değişmektedir. Görüldüğü üzere RTP programı en fazla, ToU programı ise en az fatura azaltımını sağlamaktadır. TG-3 ve TG-4 günlerinde fatura azaltımı TG-1 ve TG-2'ye göre daha fazla olmuştur. Buradan anlaşılacağı üzere K-1 kullanıcısı yaz temsili günleri(TG-3 ve TG-4)'nde DR programlarına daha iyi tepki vermektedir.

Çizelge 4.1. K-1 İçin TG Normal Kullanım ve DR Kullanımı Karşılaştırması

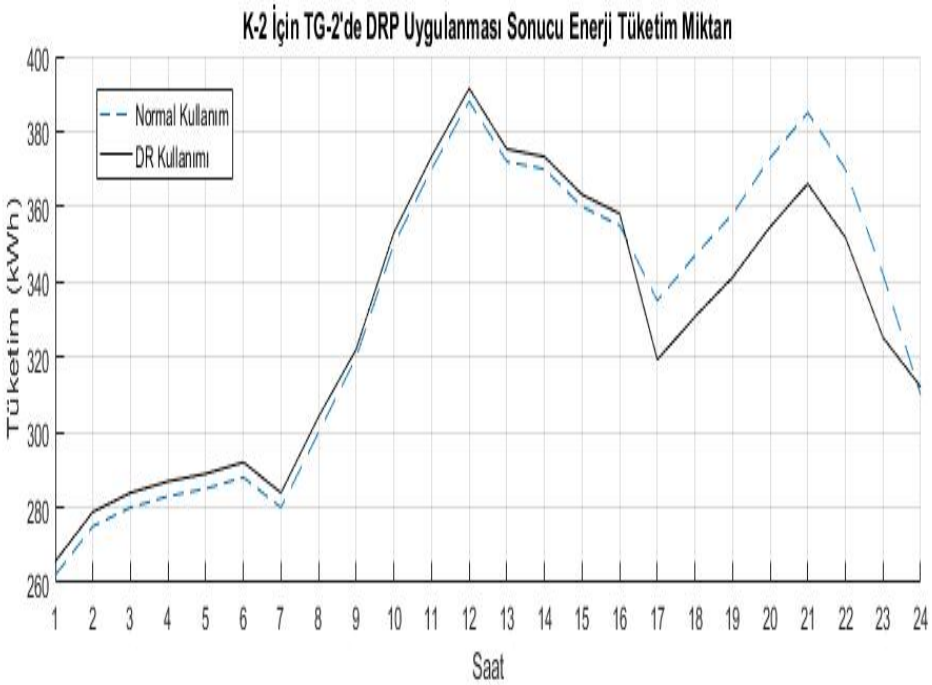
		K-1 Kullanıcısı İçin TG Normal Kullanım ve DR Kullanımı Karşılaştırması					
		Yük (kWh)		Fatura (Günlük)			
		Toplam Yük (Normal Kullanım)	Toplam Yük (DR Kullanımı)	Normal Kullanım (TL)	DR Kullanımı (TL)	Fatura Azaltımı (TL)	Fatura Azaltımı (%)
TG-1	**ToU**	15.933	15.933	7.442	7.245	197	2,65%
	dToU			7.678	7.444	234	3,05%
	RTP			7.450	7.163	287	3,85%
TG-2	**ToU**	15.933	15.933	7.443	7.263	180	2,42%
	dToU			8.490	8.245	245	2,89%
	RTP			9.648	9.287	361	3,74%
TG-3	**ToU**	15.933	15.933	7.442	7.200	242	3,25%
	dToU			7.340	7.077	263	3,58%
	RTP			8.233	7.883	350	4,25%
TG-4	**ToU**	15.933	15.933	7.442	7.207	235	3,16%
	dToU			7.942	7.670	272	3,42%
	RTP			9.987	9.582	405	4,06%

4.2. Kullanıcı-2(K-2) İçin Tüm Senaryoların Analiz Sonuçları

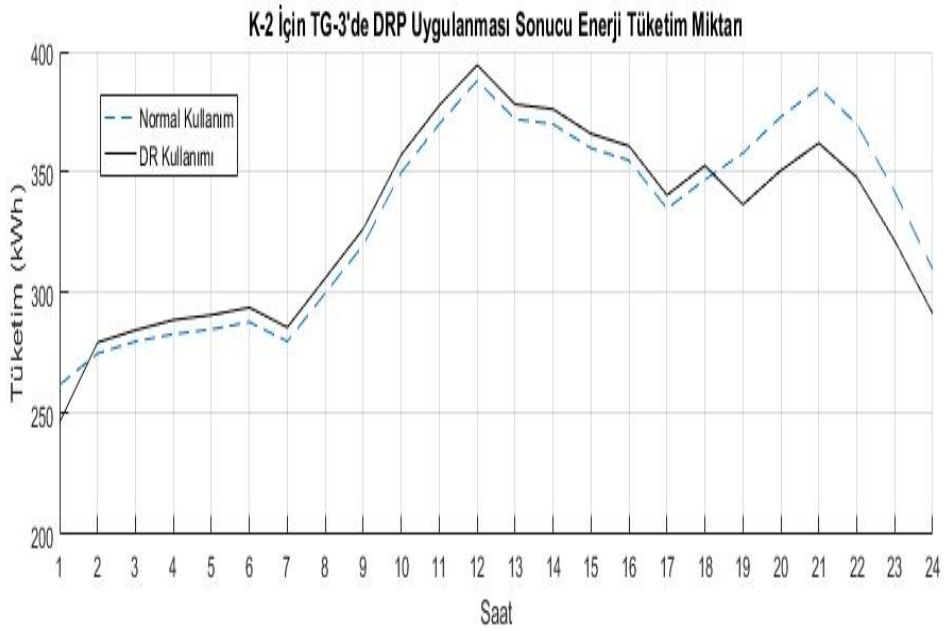
K-2 için, Şekil 4.5. , Şekil 4.6. , Şekil 4.7. ve Şekil 4.8.'de sırasıyla TG-1, TG-2, TG-3 ve TG-4 günlerinde uygulanan DR stratejisi ile FEM matrisi baz alınarak normal kullanım ve DR kullanımı tüketim miktarları verilmiştir. Grafiklerden görüleceği üzere K-2 kullanıcısı yük azaltmaya veya kaydırmaya orta istekli bir kullanıcıdır. K-2 en iyi yük kaydırma ve yük azaltmayı TG-2(kış günü yüksek enerji tüketimi) ve TG-4(yaz günü yüksek enerji tüketimi) günlerinde yapmıştır. Yıl boyunca DR uygulamasında dikkate değer bir şekilde yük azaltımı ve yük kaydırma yapmıştır. Bu durum K-1'in DR uygulamasından genel olarak dikkate değer fayda elde etmesine neden olmuştur.



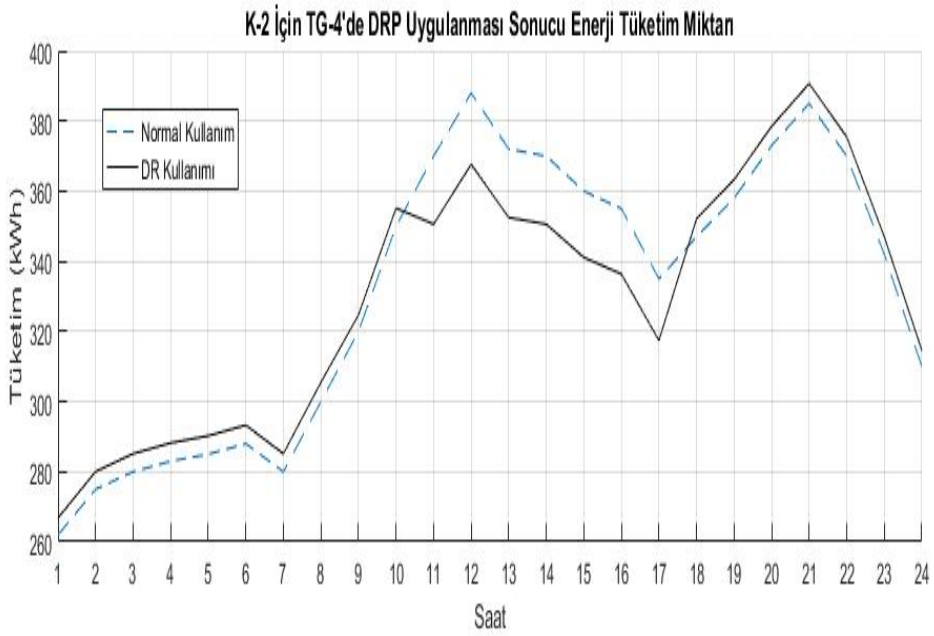
Şekil 4.5. K-2 İçin TG-1'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi



Şekil 4.6. K-2 İçin TG-2'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi



Şekil 4.7. K-2 İçin TG-3'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi



Şekil 4.8. K-2 İçin TG-4'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi

Çizelge 4.2.'de her bir TG için, 3 adet DRP(ToU, dToU ve RTP) özelinde K-2 kullanıcısının normal kullanım ve DR kullanımı karşılaştırması yapılmıştır. Fatura azaltım oranı ToU programında %4,04-%4,48, dToU programında %5,94-%6,75 ve

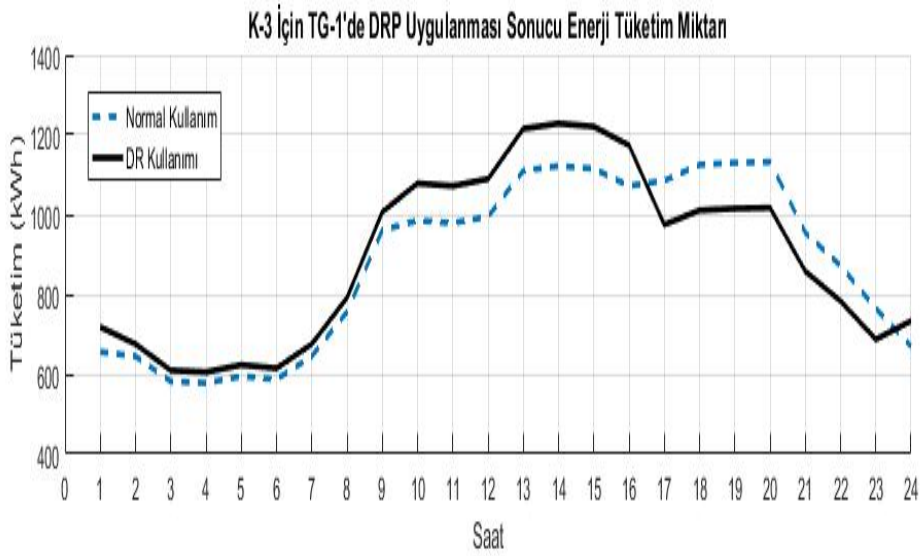
RTP programında ise %7,35-%8,43 aralığında değişmektedir. Görüldüğü üzere RTP programı en fazla, ToU programı ise en az fatura azaltımını sağlamaktadır. TG-3 ve TG-4 günlerinde fatura azaltımı TG-1 ve TG-2'ye göre daha fazla olmuştur. Buradan anlaşılacağı üzere K-2 kullanıcısı yaz temsili günleri(TG-3 ve TG-4)'nde DR programlarına daha iyi tepki vermektedir.

Çizelge 4.2. K-2 İçin TG Normal Kullanım ve DR Kullanımı Karşılaştırması

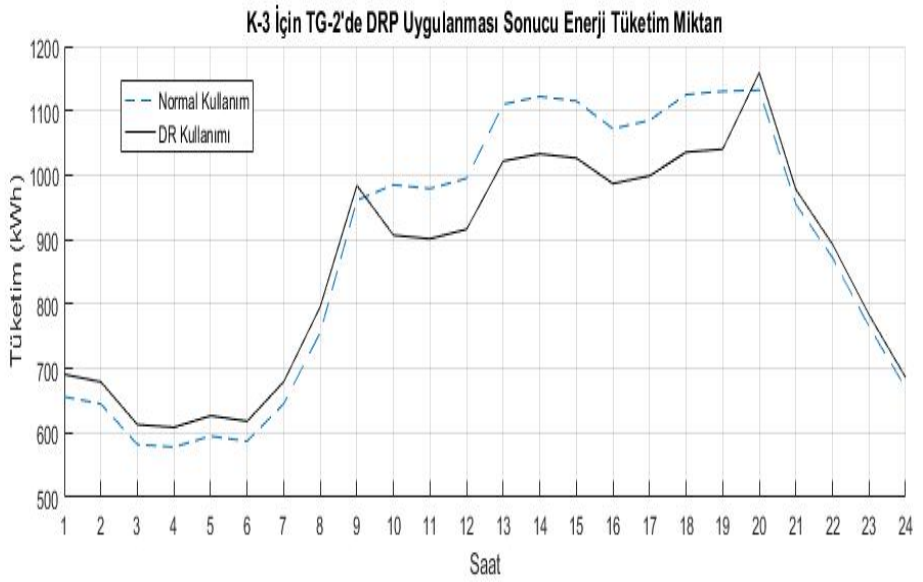
		K-2 Kullanıcısı İçin TG Normal Kullanım ve DR Kullanımı Karşılaştırması					
		Yük (kWh)		Fatura (Günlük)			
		Toplam Yük (Normal Kullanım)	Toplam Yük (DR Kullanımı)	Normal Kullanım (TL)	DR Kullanımı (TL)	Fatura Azaltımı (TL)	Fatura Azaltımı (%)
TG-1	ToU	7.958	7.958	3.593	3.437	156	4,34%
	dToU			3.760	3.526	234	6,22%
	RTP			3.558	3.292	266	7,48%
TG-2	ToU	7.958	7.958	3.593	3.448	145	4,04%
	dToU			4.038	3.798	240	5,94%
	RTP			4.501	4.170	331	7,35%
TG-3	ToU	7.958	7.958	3.593	3.432	161	4,48%
	dToU			3.702	3.452	250	6,75%
	RTP			4.226	3.881	345	8,16%
TG-4	ToU	7.958	7.958	3.593	3.447	146	4,06%
	dToU			3.782	3.546	236	6,24%
	RTP			4.791	4.387	404	8,43%

4.3. Kullanıcı-3(K-3) İçin Tüm Senaryoların Analiz Sonuçları

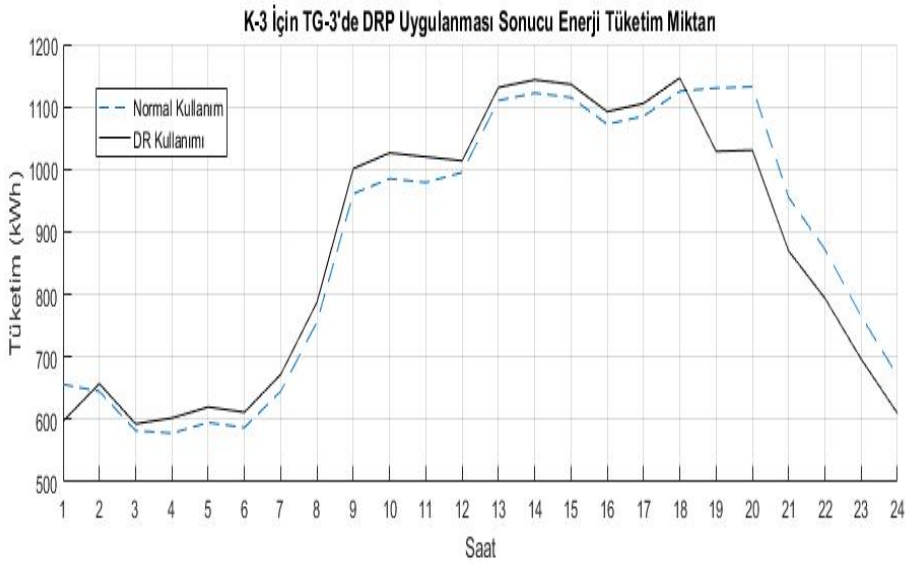
K-3 için, Şekil 4.9. , Şekil 4.10. , Şekil 4.11. ve Şekil 4.12.'de sırasıyla TG-1, TG-2, TG-3 ve TG-4 günlerinde uygulanan DR stratejisi ile FEM matrisi baz alınarak normal kullanım ve DR kullanımı tüketim miktarları verilmiştir. Grafiklerden görüleceği üzere K-3 kullanıcısı yük azaltmaya veya kaydırmaya istekli bir kullanıcıdır. K-3 en iyi yük kaydırma ve yük azaltmayı TG-2(kış günü yüksek enerji tüketimi) ve TG-4(yaz günü yüksek enerji tüketimi) günlerinde yapmıştır. Yıl boyunca DR uygulamasında önemli bir şekilde yük azaltımı ve yük kaydırma yapmıştır. Bu durum K-3'ün DR uygulamasından genel olarak önemli fayda elde etmesine neden olmuştur.



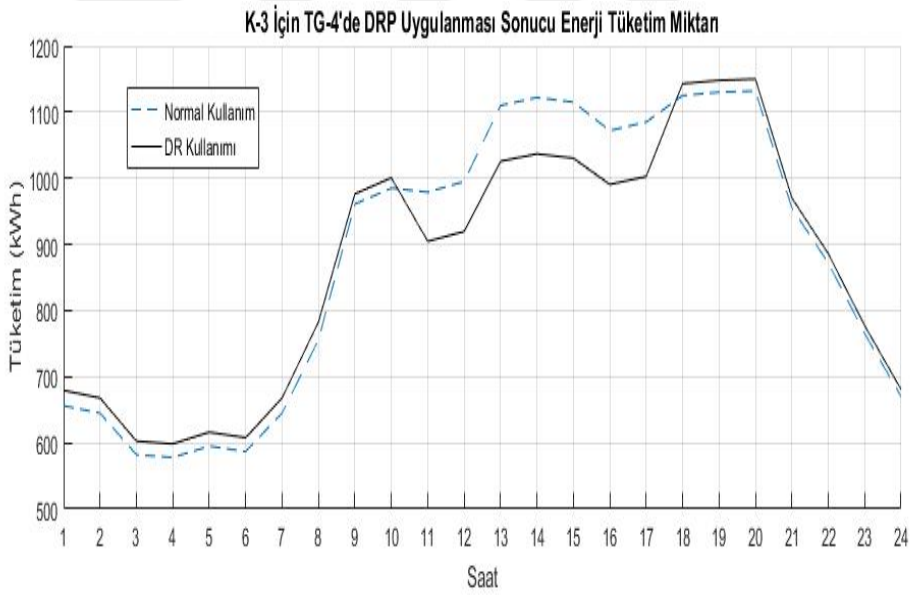
Şekil 4.9. K-3 İçin TG-1'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi



Şekil 4.10. K-3 İçin TG-2'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi



Şekil 4.11. K-3 İçin TG-3'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi



Şekil 4.12. K-3 İçin TG-4'de DRP Uygulanması Sonucu Yük Eğrisi

Çizelge 4.3.'de her bir TG için, 3 adet DRP(ToU, dToU ve RTP) özelinde K-3 kullanıcısının normal kullanım ve DR kullanımı karşılaştırması yapılmıştır. Fatura azaltım oranı ToU programında %4,79-%6,43, dToU programında %6,68-%9,43 ve RTP programında ise %9,82-%12,55 aralığında değişmektedir. Görüldüğü üzere RTP programı en fazla, ToU programı ise en az fatura azaltımını sağlamaktadır. TG-2 ve

TG-4 günlerinde fatura azaltımı TG-1 ve TG-3'e göre daha fazla olmuştur. Buradan anlaşılacağı üzere K-2 kullanıcısı yüksek enerji tüketimi olan temsili günler(TG-2 ve TG-4)'de DR programlarına daha iyi tepki vermektedir.

Çizelge 4.3. K-3 İçin TG Normal Kullanım ve DR Kullanımı Karşılaştırması

		K-3 Kullanıcısı İçin TG Normal Kullanım ve DR Kullanımı Karşılaştırması					
		Yük (kWh)		Fatura (Günlük)			
		Toplam Yük (Normal Kullanım)	Toplam Yük (DR Kullanımı)	Normal Kullanım (TL)	DR Kullanımı (TL)	Fatura Azaltımı (TL)	Fatura Azaltımı (%)
TG-1	ToU	21.117	21.117	9.835	9.341	494	5,02%
	dToU			10.232	9.367	865	8,45%
	RTP			9.855	8.799	1.056	10,72%
TG-2	ToU	21.117	21.117	9.835	9.203	632	6,43%
	dToU			11.181	10.116	1.065	9,53%
	RTP			12.604	11.022	1.582	12,55%
TG-3	ToU	21.117	21.117	9.835	9.364	471	4,79%
	dToU			9.872	9.213	659	6,68%
	RTP			11.167	10.070	1.097	9,82%
TG-4	ToU	21.117	21.117	9.835	9.306	529	5,38%
	dToU			10.392	9.589	803	7,73%
	RTP			13.187	11.690	1.497	11,35%

4.4. Tüm Kullanıcıların Karşılaştırılması ve Değerlendirme

Kullanıcının DR uygulamasında toplam faydasının hesaplanması için toplam ham fayda miktarından, DR kullanımı sonucu yaşanabilecek üretim kaybı miktarı ve DR uygulamasının yapılması için ödenmesi gereken maliyetler(sayaç kurulum bedeli ve yönetim gideri) çıkartılması gerekir. Burada, DR kullanımı sonucu üretim kaybı olmadığı, ToU tarifesi için 500 TL/Ay, dToU tarifesi için 550 TL/Ay, RTP tarifesi için 650 TL/Ay yönetim bedelinin dağıtım şirketine ödeneceği kabul edilmiştir. Ayrıca yılın hepsinde bu dört temsili günün eşit bir şekilde dağıldığı kabul edilmiştir. Çizelge 4.4. , Çizelge 4.5. , ve Çizelge 4.6.'da her bir kullanıcının yıllık olarak DR kullanımı sonucunda sağladıkları tasarruf miktarları ve oranları verilmiştir.

Çizelge 4.4. K-1 Kullanıcısı Yıllık DR tasarrufu Miktarları

	K-1 Kullanıcısı Yıllık Tasarruf Miktarları				
	Yönetim Bedeli(TL/Ay)	Ham tasarruf (TL/yıl)	Toplam tasarruf (TL/yıl)	Normal Kullanım (TL/yıl)	Tasarruf %
ToU	500	102.480	96.480	3.572.280	2,70%
dToU	550	121.659	115.059	3.773.979	3,05%
RTP	650	168.350	160.550	4.238.150	3,79%

Çizelge 4.5. K-2 Kullanıcısı Yıllık DR tasarrufu Miktarları

	K-2 Kullanıcısı Yıllık Tasarruf Miktarları				
	Yönetim Bedeli(TL/Ay)	Ham tasarruf (TL/yıl)	Toplam tasarruf (TL/yıl)	Normal Kullanım (TL/yıl)	Tasarruf %
ToU	500	72.960	66.960	1.724.640	3,88%
dToU	550	115.200	108.600	1.833.840	5,92%
RTP	650	161.520	153.720	2.049.120	7,50%

Çizelge 4.6. K-3 Kullanıcısı Yıllık DR tasarrufu Miktarları

	K-3 Kullanıcısı Yıllık Tasarruf Miktarları				
	Yönetim Bedeli(TL/Ay)	Ham tasarruf (TL/yıl)	Toplam tasarruf (TL/yıl)	Normal Kullanım (TL/yıl)	Tasarruf %
ToU	500	255.120	249.120	4.720.800	5,28%
dToU	550	407.040	400.440	5.001.240	8,01%
RTP	650	627.840	620.040	5.617.560	11,04%

K-1 Kullanıcısı talebi en fazla esnek olan kullanıcı olduğu için DR uygulamasına en az cevap veren kullanıcıdır. Ancak K-1 yine de %3,79'a varan fatura azaltımı yapabilmiştir. K-3 Kullanıcısı talebi en fazla esnek olan kullanıcı olduğu için DR uygulamasına en iyi cevap veren kullanıcıdır. K-3 %11'e varan fatura azaltımı yapabilmiştir. Fatura miktarları göz önüne alındığında DR uygulanması ile çok önemli maliyet düşümleri sağlandığı görülmüştür.

Kullanıcılar, ToU programı uygulanmasında %2,70-5,28 ,dToU programı uygulanmasında %3,05-8,05 ,RTP programı uygulanmasında ise %3,79-11,04 arasında fatura azaltımı sağlamaktadır. Kullanıcıların RTP programında elde ettikleri

fatura azaltımı oranlarının diğer programlara oranla daha fazla olduğu görülmektedir. Ancak RTP programının uygulanması teknik açıdan diğer programlara göre daha zordur ve daha hassas bir bilgi akışı gerektirir.

Kış ve yaz yüksek enerji tüketimi günlerinde (TG-2 ve TG-4) kullanıcıların DR programlarının uygulanması sonucu daha yüksek oranda fatura azaltımı sağladıkları görülmektedir. Bunun sebebi, yüksek enerji tüketimi yapılan günlerde saatlik enerji fiyatlarının daha yüksek olmasıdır.

5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Enerji talebindeki artışa bağlı olarak son tüketici fiyatlarının her geçen gün daha fazla yükselmesi enerjinin daha etkin kullanılması gerekliliğini arttırmaktadır. Enerji maliyetlerinin düşürülmesi için arz ve talep arasında dengenin sağlanması oldukça önemlidir. Talep tarafının enerji tüketiminin optimize edilmesi için Enerji Verimliliği ve Talep Müdahalesi(Demand Response-DR) iki temel araçtır. DR, elektrik fiyatının yüksek olduğu ya da sistem güvenliği tehlikeye girdiği zaman dilimlerinde tüketimin düşürülmesini sağlar.

Evsel ve ticari kullanıcılar DR programlarına daha hızlı ve fazla cevap verirken, sanayi kullanıcıları süreç gereklilikleri nedeniyle DR programlarına daha yavaş ve az cevap verirler. Ancak, sanayi kullanıcıları enerji tüketim oranlarının fazla olması ve daha kolay yönetilebilir olmaları nedeniyle çok önemli DR kaynaklarıdır. Kullanıcının yük azaltma ve kaydırma davranışını sembolize eden Fiyat Esnekliği Matrisi, DR programlarına verilen yanıt üzerinde etkili olan temel faktördür. FEM'nin doğru hesaplanabilmesi için kullanıcıların yıl içerisinde önceki günlerdeki enerji tüketimlerinin doğru bir şekilde kaydedilmesi önemlidir. DR uygulamalarında yük tahmini ve sonrasında ulaşılacak FEM'nin hesaplanması çok kritiktir. FEM'nin yanı sıra DR programının uygulandığı gün saatlik fiyat sinyali ve pik periyotlarında yapılacak teşvik ödemeleri DR programlarına verilen yanıt üzerinde etkili olan diğer önemli faktörlerdir.

Bu tez çalışmasında çeşitli fiyat tabanlı DR programlarının, farklı yük profilinde olan sanayi kullanıcılarının enerji tüketimi üzerinde olan etkileri incelenmiştir. Burada sanayi tüketiminin etkilenmemesi için gün içerisindeki enerji tüketimi eşit olacak şekilde seçilmiştir. Bunun için 3 adet kullanıcıya (K-1, K-2 ve K-3) 4 adet Temsili Gün (TG-1, TG-2, TG-3 ve TG-4) senaryosu için 3 adet DRP (ToU, dToU ve RTP) uygulanmıştır. Her bir kullanıcı ve TG için MATLAB kodu oluşturularak normal kullanım ve DR kullanımı şeklinde iki durum analiz edilmiş, iki durumun karşılaştırması yapılmıştır.

Bu çalışmada, yapılan analizler sonucunda fiyat hassasiyeti arttıkça ve kullanıcıların fiyat değişimine gösterdiği hassasiyet arttıkça DR programı

uygulanmasından elde edecekleri kazancın arttığı görülmüştür. Bu çalışmada en etkin DR programının RTP programı olduğu ve doğru uygulanırsa %11 civarında fatura azaltımı sağlayabileceği gösterilmiştir. Literatürde yer alan çalışmalarda da DR uygulamasıyla Sanayi Enerji Tüketiminde yaklaşık %20 dolayında tasarruf sağlanabileceği gösterilmiştir. DR uygulaması enerji talebinin dengelenmesi ve sistem güvenilirliğinin sağlanması için oldukça önemli bir araçtır.

DR programlarının uygulanmasının sistemin tarafları üzerinde çeşitli fayda ve maliyet analizi yöntemleri mevcuttur. Bu tez çalışmasında DR uygulamasının sadece kullanıcı üzerindeki etkisi analiz edilmiştir. Hâlbuki DR uygulamasının toplam etkisi ve toplam maliyetlerinin hesaplanabilmesi için bütüncül yazılımlar geliştirilmeli ve dağıtım şirketleri tarafından kullanılmalıdır.

DR uygulamasını daha etkin hale getirmek için çeşitli yardımcı yöntemlerin kullanılması kullanıcıların DR programlarına uyum performansını önemli bir şekilde arttırılmasını sağlayabilir. Elektrik depolama ve batarya sistemleri ile off-pik zamanlarında depolanan enerjinin pik zamanlarında kullanılması bu uygulamalara örnek olarak verilebilir. Bir diğer çözüm de, ısı depolama ve kojenerasyon sistemlerinin de kullanıcı tarafında kurulumunun yapılmasıdır.

Özellikle Sanayi'de enerji tüketimini etkin bir şekilde yapabilmek için kullanıcıların, sektör ve tüketim miktarlarına göre kümeleştirilmesi önemlidir. Ülkemizde Organize Sanayi Bölgeleri gün geçtikçe daha fazla firmayı bünyesine almaktadır ve OSB'ler bünyesinde kurulan Enerji Yönetimi Birimleri enerji tüketimini etkin hale getirmek için çeşitli çalışmalar yapmaktadır. Ancak, DR programlarının sağlıklı bir şekilde uygulanması için Enerji Yönetimi Birimlerinin daha aktif rol oynaması gerekmektedir. Öncelikle bütün kullanıcıların saatlik tüketim miktarlarının ve fiyatlandırmanın kullanıcı ve Enerji Yönetim Birimi tarafından takip edilebileceği, tarihsel veriyi kaydedebilecek, DR uygulaması için sinyal gönderebilecek, çift taraflı iletişimin etkin bir şekilde yapılacağı AMI altyapısının OSB'lerde kurulması ve bilgi akışının sağlanması gerekmektedir. AMI altyapısından edinilen bilgiler ışığında kullanıcıların yük eğrilerinin ve FEM matrislerinin çıkarılması, bunlara göre sınıflandırılması bir sonraki aşamadır. Yük tahmini ve FEM tespiti için yazılımlar geliştirilmeli, bu yazılım çıktılarına göre kullanıcılar yönlendirilmelidir. Kullanıcılara

pik zamanlarında her kWh enerji düşümüne karşılık yapılacak teşvik ödemeleri de DR uygulamasına katılım isteğini arttıracaktır. DR olayının gerçekleştiği güne bağlı olarak farklı kullanıcı gruplarının tepki vermesiyle etkin bir enerji yönetimi sağlanabilir.

Bu tez çalışmasında uygulanan yaklaşımın geliştirilmesi ve daha hassas bir yaklaşımın sağlanması için hassas yük tahmini yapacak bir yazılımın geliştirilmesi, kullanıcıların süreç gerekliliklerine göre hassas FEM matrislerinin hesaplanması ve OSB'de yer alan kullanıcıların yük eğrileri ya da fiyat esnekliklerine göre gruplandırmalarının yapılması bir ileri aşama olarak düşünülmektedir.

KAYNAKLAR

ABAD LOPEZ, C. A., 2015. Smart Grid Risk Management. Ann Arbor, Columbia University, School of Arts and Sciences. Doctor of Philosopy:153s.

AGHA, A. ve D. JENKİNS, 2014. Energy Analysis Of A Case-Study Textile Mill By Using Real Time Energy Data. Eceee Industrıal Summer Study Proceedıngs: 223-232.

ALBADİ, M. H. ve E. F. EL-SAADANY, 2008. "A Summary Of Demand Response İn Electricity Markets." Electric Power Systems Research(78): 1989–1996.

AZMAN, N. A. M. VE ARK., 2017. "Enhanced Time of Use Electricity Pricing for Industrial Customers in Malaysia." Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science Vol. 6:155-167.

BORLASE, S., 2018. Smart Grids: Advanced Technologies and Solutions Second Edition, CRC Press:828s.

BRAİTHWAİT, S. D., ve ARK., 2002. The Role Of Demand Response İn Electric Power Market Design. U.S.A., Edison Electric Institute: 50.

COMMİSİON, 2008. Advanced Metering Infrastructure. U.S.A., U.S. Department of Energy:56.

COMMİTTEE, A. L. R., 2009. Demand Response Measurement&Verification, AEIC (Association of Edison Illuminating Companies):30.

COSTANZO, G. T., 2011. Demand side management in the smart grid. Electrical Engineering, Montreal University. Doctor of Philosopy: 70.

DOE, 2006. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them (Report to Congress_DOE). U.S.A., U.S. Department of Energy: 97.

ENERNOC, 2011. The Demand Response Baseline Overview: White Paper. U.K., Enernoc:20.

EPDK, 2018. Türkiye Akıllı Şebekeler 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Projesi Sonuç Raporu. Ankara, EPDK: 96.

GOLDBERG, M. L. ve G. K. AGNEW, 2013. Measurement and Verification for Demand Response. U.S.A., U.S. Department of Energy: 123.

GRANELL, R., ve ARK., 2016. "Power-Use Profile Analysis Of Non-Domestic Consumers For Electricity Tariff Switching." Energy Efficiency 9(3): 825-841.

HADJSAÏD, N. ve J.-C. SABONNADİÈRE, 2012. Smart Grids. U.K., JohnWiley & Sons Inc: 65.

IKÄHEİMO, J., ve ARK., 2010. DER Aggregator Business: the Finnish Case. Finland, Technical Research Centre of Finland (VTT): 63.

MOHAJERYAMİ, S., ve ARK., 2015. Including The Behavioral Aspects Of Customers In Demand Response Model: Real Time Pricing Versus Peak Time Rebate. 2015 North American Power Symposium (NAPS):26.

POURMOUSAVİ KANİ, S. A. ve M. H. NEHRİR, 2013. Real-Time Central Demand Response For Primary Frequency Regulation İn Microgrids. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013 IEEE PES:165-182.

QU, X., ve ARK., 2018. "Price Elasticity Matrix Of Demand In Power System Considering Demand Response Programs." IOP Conference Series: Earth and

Environmental Science 121: 052081.
QUEEN, E. E., 2011. Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective. U.S.A, Edison Electric Institute: 35.
SANLI, B. ve M. ALANYALI, 2013. "Türkiye Elektrik Piyasasında Talep Katılımının Tasarımı". Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı:20s.
SHARİFİ R, ve ARK., 2019. "A Flexible Responsive Load Economic Model for Industrial Demands." Processes 7: 147.
SHOREH, M. H., ve ARK., 2016. "A survey of industrial applications of Demand Response." Electric Power Systems Research 141: 31-49.
SİANO, P., 2014. "Demand response and smart grids—A survey." Renewable and Sustainable Energy Reviews(30): 461–478.
WANG, Y. ve L. Lİ, 2015. "Time-of-use electricity pricing for industrial customers: A Survey Of U.S. Utilities." Applied Energy 149: 89-103.
WANG, Y. ve L. Lİ, 2016. "Critical Peak Electricity Pricing For Sustainable Manufacturing: Modeling And Case Studies." Applied Energy 175: 40-53.
YUMAK, K., ve ARK., 2016. Load Curve Classification For The Evaluation Of Demand Side Management Programs. 20th Innovative Manufacturing Engineering and Energy Conference. 161: 111.

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Yılmaz DAĞTEKİN
Uyruğu : T.C.
Doğum Yeri ve Tarihi : Gümüşhane – 05/01/1983
Telefon : 0542 504 98 57
e-mail : yilmazdagtekin@hotmail.com

EĞİTİM

Derece	Adı, İlçe, İl	Bitirme Yılı
Lise	: Şanlıurfa Anadolu Lisesi, Haliliye İlçesi, Şanlıurfa	2000
Üniversite	: Pamukkale Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Merkez, Denizli	2005
Yüksek Lisans	: Harran Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Haliliye, Şanlıurfa	2019

İŞ DENEYİMLERİ

Yıl	Kurum	Görevi
2006-2007	AKSA İnşaat LTD.ŞTİ./Ş.urfa	Kaçak Elektrik Takip Şefi
2007	Atatürk Barajı Sulama Birliği/Ş.urfa	İşletme-Bakım Mühendisi
2007-2008	E.İ.H. Müteahhitlik LTD.ŞTİ./Ş.urfa	İşletme Bakım Mühendisi
2008	Bayındırlık ve İskan İl Md. /Edirne	Proje ve Kontrol Mühendisi
2008-2010	DEDAŞ İl Müdürlüğü/Ş.urfa	Proje-Tesis Mühendisi
2010-devam	GAP İdaresi Başkanlığı/Ş.urfa	Proje Sorumlusu

UZMANLIK ALANI

Yenilenebilir Enerji ve Enerji Verimliliği, Elektrik Güç Sistemleri, Kaynak Verimliliği

YABANCI DİLLER

İngilizce (B2)

YAYINLAR

BEŞLİ N. ve DAĞTEKİN Y. ,2015. Demand Response: A Way to Balance Production and Consumption of Energy for Turkey. 9th International Conference On Electrical And Electronics Engineering (ELECO 2015).

EKLER

EK-A

DR uygulaması için Örnek(K-1 İçin TG-1'de) MATLAB kodu

```
%%% K-1 Kullanıcısı için TG-1 senaryosunda DR uygulama Algoritması

clear;

clc;

% load profile %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

hour=[1;2;3;4;5;6;7;8;9;10;11;12;13;14;15;16;17;18;19;20;21;22;23;24];

demand=[395;415;390;402;405;408;420;795;820;833;827;850;840;852;850;854;845;652;765;790;760;740;620;405];

price=[25.6479;20.6514;20.6514;20.6514;20.6514;20.6514;33.4256;47.7881;42.4559;38.2557;37.2241;38.3558;52.5569;51.3251;53.2453;52.2584;55.6586;72.5646;66.2548;75.4556;76.8649;52.6558;32.4156;27.5665];

% fr = flat rate

totcost=0;

totdemand=0;

for i=1:1:24

   totcost=demand(i)*price(i)+totcost;

   totdemand=totdemand+demand(i);

end

fr=totcost/totdemand;

for i=1:1:24

   price0(i)=fr;

end

%%%% teşvik ödemesi hesaplaması için başlangıç argümanı

for i=1:1:24

   reward0(i)=0;

end

%%% pik zamanı için teşvik ödemesi

for i=17:1:23

   reward0(i)=15.80;

end
```

```
price=price0;


%%%% Fiyat Esnekliği Matrisi:        peak      offpeak      low
%%%%                  peak        -0.1      0.005        0.01
%%%%                  offpeak     0.005     -0.1         0.03
%%%%                  low         0.01      0.03         -0.1
epp=-0.1;
eoo=-0.1;
ell=-0.1;
epo=0.005;
eop=0.005;
epl=0.01;
elp=0.01;
eol=0.03;
elo=0.03;
%%%%% TG-1 için enerji tüketim periyotları : pik periyodu 17-23 ,
%%%%% off-pik periyodu 2-9
%%%%% normal tüketim periyodu 10-16,24 ve 1
%%%% normal tüketim periyodu(10-16,24 ve 1) için DR kullanımı saatlik tüketimleri hesaplaması
for i=10:16
   demand2(i)=demand(i)+(ell)*[demand(i)/price0(i)]*(price(i)-price0(i)+reward0(i))...
         +(elo)*[demand(i)/price0(2)]*(price(2)-price0(2)+reward0(2))...
         +(elo)*[demand(i)/price0(3)]*(price(3)-price0(3)+reward0(3))...
         +(elo)*[demand(i)/price0(4)]*(price(4)-price0(4)+reward0(4))...
         +(elo)*[demand(i)/price0(5)]*(price(5)-price0(5)+reward0(5))...
         +(elo)*[demand(i)/price0(6)]*(price(6)-price0(6)+reward0(6))...
         +(elo)*[demand(i)/price0(7)]*(price(7)-price0(7)+reward0(7))...
         +(elo)*[demand(i)/price0(8)]*(price(8)-price0(8)+reward0(8))...
         +(elo)*[demand(i)/price0(9)]*(price(9)-price0(9)+reward0(9))...
         +(elp)*[demand(i)/price0(17)]*(price(17)-price0(17)+reward0(17))...
         +(elp)*[demand(i)/price0(18)]*(price(18)-price0(18)+reward0(18))...
         +(elp)*[demand(i)/price0(19)]*(price(19)-price0(19)+reward0(19))...
         +(elp)*[demand(i)/price0(20)]*(price(20)-price0(20)+reward0(20))...
```

```
        +(elp)*[demand(i)/price0(21)]*(price(21)-price0(21)+reward0(21))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(22)]*(price(22)-price0(22)+reward0(22))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(23)]*(price(23)-price0(23)+reward0(23)) ;
    end


for i=24
   demand2(i)=demand(i)+(ell)*[demand(i)/price0(i)]*(price(i)-price0(i)+reward0(i))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(2)]*(price(2)-price0(2)+reward0(2))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(3)]*(price(3)-price0(3)+reward0(3))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(4)]*(price(4)-price0(4)+reward0(4))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(5)]*(price(5)-price0(5)+reward0(5))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(6)]*(price(6)-price0(6)+reward0(6))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(7)]*(price(7)-price0(7)+reward0(7))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(8)]*(price(8)-price0(8)+reward0(8))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(9)]*(price(9)-price0(9)+reward0(9))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(17)]*(price(17)-price0(17)+reward0(17))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(18)]*(price(18)-price0(18)+reward0(18))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(19)]*(price(19)-price0(19)+reward0(19))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(20)]*(price(20)-price0(20)+reward0(20))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(21)]*(price(21)-price0(21)+reward0(21))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(22)]*(price(22)-price0(22)+reward0(22))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(23)]*(price(23)-price0(23)+reward0(23)) ;
end


for i=1
   demand2(i)=demand(i)+(ell)*[demand(i)/price0(i)]*(price(i)-price0(i)+reward0(i))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(2)]*(price(2)-price0(2)+reward0(2))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(3)]*(price(3)-price0(3)+reward0(3))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(4)]*(price(4)-price0(4)+reward0(4))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(5)]*(price(5)-price0(5)+reward0(5))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(6)]*(price(6)-price0(6)+reward0(6))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(7)]*(price(7)-price0(7)+reward0(7))...
        +(elo)*[demand(i)/price0(8)]*(price(8)-price0(8)+reward0(8))...
```

```
        +(elo)*[demand(i)/price0(9)]*(price(9)-price0(9)+reward0(9))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(17)]*(price(17)-price0(17)+reward0(17))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(18)]*(price(18)-price0(18)+reward0(18))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(19)]*(price(19)-price0(19)+reward0(19))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(20)]*(price(20)-price0(20)+reward0(20))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(21)]*(price(21)-price0(21)+reward0(21))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(22)]*(price(22)-price0(22)+reward0(22))...
        +(elp)*[demand(i)/price0(23)]*(price(23)-price0(23)+reward0(23)) ;
end

%%%% off-pik periyodu(2-9) için DR kullanımı saatlik tüketimleri hesaplaması
for i=2:9
   demand2(i)=demand(i)+(eoo)*[demand(i)/price0(i)]*(price(i)-price0(i)+reward0(i))...
      +(eol)*[demand(i)/price0(1)]*(price(1)-price0(1)+reward0(1))...
      +(eol)*[demand(i)/price0(2)]*(price(10)-price0(10)+reward0(10))...
      +(eol)*[demand(i)/price0(11)]*(price(11)-price0(11)+reward0(11))...
      +(eol)*[demand(i)/price0(12)]*(price(12)-price0(12)+reward0(12))...
      +(eol)*[demand(i)/price0(13)]*(price(13)-price0(13)+reward0(13))...
      +(eol)*[demand(i)/price0(14)]*(price(14)-price0(14)+reward0(14))...
      +(eol)*[demand(i)/price0(15)]*(price(15)-price0(15)+reward0(15))...
      +(eol)*[demand(i)/price0(16)]*(price(16)-price0(16)+reward0(16))...
      +(eop)*[demand(i)/price0(17)]*(price(17)-price0(17)+reward0(17))...
      +(eop)*[demand(i)/price0(18)]*(price(18)-price0(18)+reward0(18))...
      +(eop)*[demand(i)/price0(19)]*(price(19)-price0(19)+reward0(19))...
      +(eop)*[demand(i)/price0(20)]*(price(20)-price0(20)+reward0(20))...
      +(eop)*[demand(i)/price0(21)]*(price(21)-price0(21)+reward0(21))...
      +(eop)*[demand(i)/price0(22)]*(price(22)-price0(22)+reward0(22))...
      +(eop)*[demand(i)/price0(23)]*(price(23)-price0(23)+reward0(23))...
      +(eol)*[demand(i)/price0(24)]*(price(24)-price0(24)+reward0(24));
end

%%%% Pik periyodu(17-23) için DR kullanımı saatlik tüketimleri hesaplaması
% for i=17:1:23
```

```
%     reward0(i)=15,8;
% end


for i=17:23
    demand2(i)=demand(i)+(epp)*[demand(i)/price0(i)]*(price(i)-price0(i)+reward0(i))...
      +(epl)*[demand(i)/price0(1)]*(price(1)-price0(1)+reward0(1))...
      +(epo)*[demand(i)/price0(2)]*(price(2)-price0(2)+reward0(2))...
      +(epo)*[demand(i)/price0(3)]*(price(3)-price0(3)+reward0(3))...
      +(epo)*[demand(i)/price0(4)]*(price(4)-price0(4)+reward0(4))...
      +(epo)*[demand(i)/price0(5)]*(price(5)-price0(5)+reward0(5))...
      +(epo)*[demand(i)/price0(6)]*(price(6)-price0(6)+reward0(6))...
      +(epo)*[demand(i)/price0(7)]*(price(7)-price0(7)+reward0(7))...
      +(epo)*[demand(i)/price0(8)]*(price(8)-price0(8)+reward0(8))...
      +(epo)*[demand(i)/price0(9)]*(price(9)-price0(9)+reward0(9))...
      +(epl)*[demand(i)/price0(10)]*(price(10)-price0(10)+reward0(10))...
      +(epl)*[demand(i)/price0(11)]*(price(11)-price0(11)+reward0(11))...
      +(epl)*[demand(i)/price0(12)]*(price(12)-price0(12)+reward0(12))...
      +(epl)*[demand(i)/price0(13)]*(price(13)-price0(13)+reward0(13))...
      +(epl)*[demand(i)/price0(14)]*(price(14)-price0(14)+reward0(14))...
      +(epl)*[demand(i)/price0(15)]*(price(15)-price0(15)+reward0(15))...
      +(epl)*[demand(i)/price0(16)]*(price(16)-price0(16)+reward0(16))...
      +(epl)*[demand(i)/price0(24)]*(price(24)-price0(24)+reward0(24));
end


peak=0;
peakhours=0;
for i=17:1:23
   peak=demand(i)+peak;
   peakhours=peakhours+1;
end
for i=1:1:24
   bline(i)=demand(i);
end
```

```
hold on
plot(hour,demand)
plot(hour,demand2,'k')
%plot (bline,'r')
grid on

%%%% toplam tüketim hesaplaması
totcost
totdemand
peak2=0;
for i=17:1:23
   peak2=demand2(i)+peak2;
end

peak2/peak
totcost2=0;
totdemand2=0;

for i=1:1:24
   totcost2=demand2(i)*price(i)+totcost2;
   totdemand2=totdemand2+demand2(i);
end

totcost2
totdemand2

%%% tüketicinin alacağı teşvik
totcredit=0;
% for k=1:1:24
%     diff(k)=demand2(k)-bline(k);
% end
% plot(diff,'c')
```

```
for j=17:1:23
   totcredit=totcredit+abs(demand2(j)-bline(j))*reward0(j);
end

Tot=totcost2-totcredit
disp(demand2)
% price=100*price;
% plot(price,'r')
```