**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

# İZMİT DOĞAL GAZ DAĞITIM SİSTEMİ İÇİN TASARIM KATSAYISI VE EŞ-ZAMAN KULLANIM FAKTÖRÜNÜN BELİRLENMESİ

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Yavuz ÜNAL**

**Anabilim Dalı: PETROL VE DOĞAL GAZ MÜHENDİSLİĞİ**

**Programı: PETROL VE DOĞAL GAZ MÜHENDİSLİĞİ**

**OCAK 2007**

## ÖNSÖZ

Bu çalışma Prof. Dr. Abdurrahman SATMAN danışmanlığında İstanbul Teknik Üniversitesinde gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada günümüzde hızla kullanım alanı artan doğal gazın ekonomik ve verimli bir kaynak olarak kullanılabilmesi için dağıtım sistemlerinin tasarlanmasında önemli iki faktör olan ve bugüne kadar Türkiye'de bilimsel bazda çalışılmadığını düşündüğümüz tasarım katsayısı ve eş-zaman kullanım faktörünün belirlenmesi incelenmiştir.

Tüm çalışma boyunca beni destekleyen ve yanımda olan danışmanım Prof. Dr. Abdurrahman SATMAN'a, araştırmalarım sırasında benden yardımını esirgemeyen arkadaşlarım Ar.Gör. Murat ÇINAR, A. Simay ALPYILDIZ'a, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü öğretim elemanlarına, her zaman bana örnek ve destek olan aileme teşekkür ederim.

Ayrıca çalışmamda kullanmış olduğum verileri sağlayan İZGAZ A.Ş.'ye ve yetkililerine teşekkürü bir borç bilirim.

Son olarak tüm çalışma hayatım ve üniversite yaşamımda fikirleri ile bana yol gösteren, destek ve ilgisini eksik etmeyen değerli hocam, genel müdürüm Gültekin ÇINAR'a ve onun nezdinde projeme destek olan Enerji Yatırım Holding A.Ş.'ye ve çalışma arkadaşlarıma teşekkürlerimi sunarım.

**İÇİNDEKİLER**

**KISALTMALAR** v
**ÇİZELGE LİSTESİ** vi
**ŞEKİL LİSTESİ** vii
**SEMBOL LİSTESİ** viii
**ÖZET** ix
**SUMMARY** x

**1. GİRİŞ** ... **1**

**2. DAĞITIM ŞEBEKE SİSTEMLERİ** ... **4**

2.1 Düşük Basınçlı Doğal Gaz Dağıtım Şebekeleri ... 5
2.2 Orta Basınçlı Doğal Gaz Dağıtım Şebekeleri ... 5
2.2.1 Dead-end Şebekeler ... 5
2.2.2 Mesh + Dead-end Şebekeler ... 6

**3. DAĞITIM SİSTEMLERİNDE ŞEBEKE TASARIMI** ... **7**

3.1 Düzenlemeler ve Kısıtlamalar ... 7
3.2 Sektörlerin Oluşturulması ... 7
3.3 Vana Gruplarının Yerleştirilmesi ... 9
3.4 Şebeke Tasarımı ... 11
3.5 Bölge Regülatörü Lokasyonlarının Belirlenmesi ... 13
3.6 Çelik Şebeke Tasarımı ... 13

**4. DOĞAL GAZ DAĞITIMINDA YÜK FAKTÖRLERİ** ... **14**

4.1 Isıtma Yükü ... 14
4.1.1 Yaklaşım 1 ... 14
4.1.2 Yaklaşım 2 ... 16
4.2 Isıtma Dışı Yük ... 17
4.3 Boru Hattı Yük Faktörü ... 17

**5. İZMİT DOĞAL GAZ DAĞITIM SİSTEMİ VERİLERİ İLE TASARIM KATSAYISI VE EŞ-ZAMAN KULLANIM FAKTÖRÜNÜN HESAPLANMASI** ... **18**

5.1 İzmit Doğal Gaz Dağıtım Sistemi ... 18
5.1.1 Seçilen Bölgenin Özellikleri ... 18
5.1.2 Bölgedeki Konut ve Ticari Abone Sayısı ... 18

5.1.3 Bölgedeki Sanayi Kuruluşlarının Sayısı ..... 19
5.1.4 Bölgedeki Abonelerin Isıtma Sistemleri ve Yakıt Türleri ..... 19
5.1.5 Bölgede Ölçülen Aylık Doğal Gaz Tüketim Miktarları ..... 19
5.1.6 Meteorolojik Veriler ..... 19
5.2 İzmit SCADA Sistemi ve Çalışma Prensipleri ..... 24
5.3 Yaklaşım 1 ile İzmit Doğal Gaz Dağıtım Şebekesi Tasarım Faktörünün Hesaplanması ..... 25
5.4 Yaklaşım 2 ile İzmit Doğal Gaz Dağıtım Şebekesi Tasarım Faktörünün Hesaplanması ..... 28
5.4.1 Derece-Gün Hesabı ..... 28
5.4.2 Doğal Gaz Tüketimi Hesabı ..... 29
5.4.3 Saatlik Doğal Gaz Tüketim Değerleri ..... 33
5.5 Eş-zaman Kullanım Faktörünün Hesaplanması ..... 36
5.6 Sonuçların Değerlendirilmesi ..... 38
**6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER ..... 40**
**KAYNAKLAR ..... 42**

**KISALTMALAR**

**TPAO** **:** Türk Petrolleri Anonim Ortaklığı
**BOTAŞ** **:** Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
**EPDK** **:** Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
**İZGAZ** **:** İzmit Doğal Gaz Dağıtım A.Ş
**BBS** **:** Bağımsız Birim Sayısı
**DMİ** **:** Devlet Meteoroloji İşleri
**PE** **:** Polietilen
**RMS** **:** Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu

## ÇİZELGE LİSTESİ


| | | Sayfa No |
|---|---|---|
| **Çizelge 4.1.** | Tüketici Başına Maksimum Saatlik Talep, Btu/MBtu Cihaz Girişi……... | 15 |
| **Çizelge 5.1.** | Binanın Fiziksel ve İnşaat Özellikleri …….. | 33 |
| **Çizelge 5.2.** | İzmit'teki Konutlar İçin Öngörülen Birim Doğal Gaz Tüketim Değerleri……...…….. | 33 |
| **Çizelge 5.3.** | Doğal Gaz Cihazları İçin Eş-Zaman Kullanım Faktörü ve Tüketim Değerleri……..……... | 39 |

## ŞEKİL LİSTESİ


| | | Sayfa No |
|---|---|---|
| **Şekil 2.1** | Doğal Gaz Dağıtım Sistemi..... | 4 |
| **Şekil 2.2** | Dead-end Şebekenin Şematik Gösterimi..... | 5 |
| **Şekil 2.3** | Mesh+Dead-end Şebekenin Şematik Gösterimi..... | 6 |
| **Şekil 3.1** | Örnek bir Şehir İçinde Oluşturulan Bölgeler……... | 8 |
| **Şekil 3.2** | Bölge İçinde Oluşturulan Sektörler …… | 9 |
| **Şekil 3.3** | Tekli Sektör Beslemenin Şematik Gösterimi..... | 10 |
| **Şekil 3.4** | İkili Sektör Beslemenin Şematik Gösterimi..... | 10 |
| **Şekil 3.5** | Üçlü Sektör Beslemenin Şematik Gösterimi..... | 10 |
| **Şekil 4.1** | Isıtma Tüketicisi İçin Eş-kullanım-Maksimum Saatlik Talep Değeri Grafiği..... | 15 |
| **Şekil 5.1** | İzmit Bölge 30 2002-2005 Toplam Abone Sayıları..... | 20 |
| **Şekil 5.2** | İzmit Bölge 30 Aylık Doğal Gaz Tüketimi (2002-2004)…… | 21 |
| **Şekil 5.3** | İzmit Bölge-30 Aylık Doğal Gaz Tüketimi (Sıcaklık Değerlerine Göre,2002-2004) ……..……... | 22 |
| **Şekil 5.4** | İzmit Ortalama Sıcaklık Değerleri (2002-2004)…….. | 23 |
| **Şekil 5.5** | SCADA Sistemi Akış Şeması……..… | 25 |
| **Şekil 5.6** | Isıtma Tüketicisinin Talebi/Cihaz Giriş Değerine Karşılık – Minimum Saatlik Ortalama Sıcaklık Değerleri……..……. | 27 |
| **Şekil 5.7** | İzmit Şehri Aylık Derece-Gün Değerleri……. | 30 |
| **Şekil 5.8** | Günlük Tüketim / Mak. Saatlik Tüketim Değerinin – Günün En Soğuk Saatindeki Ortalama Sıcaklığa Göre Değişimi……..…... | 35 |

## SEMBOL LİSTESİ

| | |
|---|---|
| $T_f$ | : Gazın akış sıcaklığı |
| $P_b$ | : Referans basınç |
| $P_1$ | : Boru girişindeki basınç |
| $P_2$ | : Boru çıkışındaki basınç |
| $\Delta P$ | : Borunun iki ucu arasındaki basınç düşümü |
| $\mu$ | : Gazın mutlak akmazlığı |
| G | : Özgül ağırlık |
| Z | : Sıkıştırılabilirlik faktörü |
| D | : Borunun iç çapı |
| E | : Boru verimi |
| DG | : Isınma gerektiren derece-gün sayısı |
| $T_b$ | : Isınma gerektirmeyen sıcaklık değeri |
| $T_o$ | : Günlük ortalama dış sıcaklık değeri |
| N | : Bir yıl içerisinde $T_o<T_b$ olan gün sayısı |
| Q | : Yıllık ısınma amaçlı kullanılan yakıt miktarı |
| L | : Konutun ortalama ısı kaybı |
| H | : Doğal gazın ısıl değeri |
| $\eta$ | : Isıtma sisteminin verimi |
| L | : Ortalama ısı kaybı |
| $L_i$ | : İletim yoluyla gerçekleşen ortalama ısı kaybı |
| $L_h$ | : Havalandırma yoluyla gerçekleşen ortalama ısı kaybı |
| U | : Isı kaybı katsayısı |
| A | : Konutta ısı kaybı yaratacak yüzey alanları |
| $n_h$ | : Hava değişimi sayısı |
| $\rho$ | : Havanın birim hacim kütlesi |
| $c_p$ | : Havanın özgül ısısı |
| $V_h$ | : Değişen hava kütlesi |
| $T_d$ | : Denge sıcaklığı |
| $T_{Risk}$ | : %2 olasılıkla en düşük hava sıcaklığı |
| CF | : Pik - talep eş-zaman kullanım faktörü |

## ÖZET

Doğal gazın diğer enerji kaynaklarına göre konutları homojen olarak ısıtabilmesi, taşıma, depolama gibi zorluklar gerektirmemesi, veriminin yüksek olması, az yakıtla daha çok alan ısıtabilmesi ayrıca istenilen her an kullanıma hazır bir yakıt olarak bulunabilmesi gibi avantajları nedeni ile zaman içinde oluşan hızlı talep artışları günümüzde doğal gaz dağıtım sistemlerinin ekonomik ve verimli tasarımını zorunlu kılmıştır.

Bu çalışmanın amacı doğal gaz dağıtım sistemlerinde şebekelerin ekonomik ve güvenli boyutlandırılabilmesi için gerekli olan tasarım faktörünün ortaya konabilmesi, pik tüketim değerinin ve pik tüketim hesaplarında çarpan etkisi olan eş-zaman kullanım faktörünün analitik olarak hesaplanmasıdır. Hesaplamalar Türkiye de SCADA Sistemini bütün şebekesine uygulamış olan İzmit Doğal Gaz Dağıtım A.Ş. (İZGAZ)'den sağlanan veriler ile yapılmıştır.

Çalışmanın birinci bölümünde genel olarak doğal gaz kavramı ve Türkiye'deki gelişimi anlatılarak Tasarım faktörü ve Eş–Zaman Kullanım Faktörünün önemine değinilmiştir. Çalışmanın ikinci bölümünde ise doğal gaz dağıtım şebeke sistemleri irdelenmiştir. Üçüncü bölümde doğal gaz dağıtım sistemlerinde düzen ve kısıtlamalarla birlikte şebeke tasarımına yer verilmiştir. Dördüncü bölümde doğal gaz dağıtım sistemlerinde yük faktörlerinin iki yöntemle hesabına yer verilirken beşinci bölümde İzmit Doğal Gaz Dağıtım Sistemi ile ilgili genel bilgilere yer verilmiş daha sonra dördüncü bölümde anlatılan iki farklı yöntemle tasarım katsayıları hesaplanmış ve son olarak ta Eş–zaman kullanım faktörünün hesabı yapılmıştır. Altıncı ve son bölümde ise çalışmada elde edilen sonuçlara ve önerilere yer verilmiştir.

**SUMMARY**

Due to the advantages of natural gas to the other energy sources, like homogeneous heating of the buildings, ease of transportation, requiring no storage, higher burning efficiency, heating of wider areas by lower amount of fuel usage and of being ready for usage at all times; rapid increase at the demand encountered during a short time period, increased the requirement for the design of more economical and efficient natural gas distribution systems.

The aim of this thesis is to study and estimate the numerical values of the design and coefficient, which have outstanding effects at the calculation of the amount of peak consumption of natural gas, which as a result is required to design natural gas distribution systems economically and reliably. Calculations are realized by using the data obtained from İzmit Natural Gas Distribution Company (İZGAZ), utilizing the SCADA system for its complete network.

At the first part of the thesis, the concept of natural gas is given, the development of natural gas usage in Turkey is explained and the importance of design coefficient and coincidence factor usage is emphasized. At the second part, the natural gas distribution systems are described. At the third section, natural gas network design is explained together with the design criteria used. At the fourth part, calculation of peak consumption by using two different methods is explained. At the fifth part, general information about İzmit natural gas distribution system is given. Then, the design coefficient is calculated by using two different methods explained at the fourth part and finally the coincidence factor is calculated. At the sixth and the final part, the results obtained by this study and the recommendations are given.

# 1. GİRİŞ

Türkiye'de doğal gazın geçmişi 1970'li yılların başına dayanmaktadır [1]. 1970 yılında Kumrular Sahasında doğal gaz keşfi yapılmış ve 1976 yılından itibaren de Pınarhisar Çimento Fabrika'sında kullanılmaya başlanmıştır. Güneydoğu Anadolu'da 1975 yılında keşfedilen Çamurlu Petrol Sahasından üretilen doğal gaz 1982 yılında Mardin Çimento Fabrikasında kullanılmıştır. Daha sonra Trakya bölgesinde TPAO tarafından keşfi gerçekleştirilen Hamitabat doğal gaz sahası ilk büyük doğal gaz keşfidir. Hamitabat sahasından üretilen doğal gaz, sahanın yakınında kurulan Hamitabat elektrik santralinde kullanılmıştır. Fakat Türkiye'de doğal gaz sektörünün esas gelişmesi Sovyetler Birliği ile doğal gaz alımı konusunda yapılan görüşmelerle başlamıştır. Sovyetler Birliği ile ilk doğal gaz görüşmeleri 1982 yılında başlamıştır. Önceleri doğal gazın Hamitabat elektrik santralinde ve İGSAŞ Gübre Fabrika'sında kullanımı hedefleniyordu, hesaplamalarda şehirler göz ardı edilmişti. Ankara'daki hava kirliliği ve boru hattının Ankara güzergahı üzerinde Bursa ve Eskişehir'deki sanayinin doğal gaz kullanım potansiyeli, Bulgaristan sınırındaki Malkoçlar'dan başlayan ve Ankara'ya uzanan boru hattının yapımını gündeme getirmiştir. İlk hesaplamalarda Sovyetler birliği'nden elektrik ve gübre fabrikalarında kullanılmak üzere 3.5 milyar $m^3$ doğal gaz alımı hedeflenmiştir. Şehirler hesaba katıldığında İstanbul'a 800 milyon $m^3$, Ankara'ya 700 milyon $m^3$ verilebileceği düşünülerek toplam 5 milyar $m^3$ doğal gaz alımı öngörülmüştür. Sovyetler Birliği ile Türkiye arasında Türkiye'ye doğal gaz iletilmesiyle ilgili anlaşma 18 Eylül 1984 tarihinde imzalanmıştır. Daha sonra 14 Şubat 1986 tarihindeki Sovyetler Birliği'nin Soyuz Gaz Export firmasıyla BOTAŞ arasında imzalanan anlaşmayla 1987 yılından itibaren giderek artan miktarlarda gaz alımı öngören ve 1993'ten itibaren 6 milyar $m^3$/yıl'a ulaşacak süreç başlamıştır. 1 Ekim 1986'da yapımına başlanan 850 km'lik Malkoçlar-Ankara boru hattı 1988'de Ankara'ya ulaşarak tamamlanmıştır. 1987'de Rusya'dan 430 milyon $m^3$ doğal gaz satın alınmıştır [1].

Türkiye'de şehirlerde doğal gaz kullanımı ilk olarak Ankara'da gerçekleşmiştir. İngiliz British Gas tarafından yapılan Doğal Gaz Dönüşüm ve Uygulama Etüdü 1 Mart 1987 tarihinde tamamlanmıştır. Ankara'da ilk doğal gaz Ekim 1988'de kullanılmaya başlanmıştır. Daha sonra İstanbul'da konutta ilk doğal gaz kullanımı 22 Ocak 1992'de gerçekleşmiştir. Ankara'da EGO, İstanbul'da İGDAŞ, Bursa'da BOTAŞ, Eskişehir'de BOTAŞ ve İzmit'te İZGAZ'ın sektöre girmesi ile doğal gaz pazarı genişlemeye başlamıştır. Geçmişten bu güne baktığımızda Türkiye, Avrupa Birliği normları ile uyumlu olarak, hazırlanan ve 2 Mayıs 2001 tarihinde yürürlüğe giren 4646 numaralı "Doğal Gaz Piyasası Kanunu" ile doğal gaz piyasasını rekabete açmıştır. 2001 yılında doğal gaz kullanan şehir sayısı 5 iken 2001 – 2006 yılları arasında bu değer Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)'nun gerçekleştirdiği ihaleler ile beraber 40'a ulaşmıştır [2]. Bu kırk şehirdeki toplam doğal gaz abone sayısı Eylül 2006 itibari ile 5.5 milyonu aşmaktadır.

Yıllara göre doğal gaz tüketimine bakıldığında; 1993 yılında 5 milyar metreküp doğalgaz tüketen Türkiye'de bu rakam 1998'de yaklaşık 2 katına çıkarak 9.9 milyar metreküpe ulaşmıştır. 2000 yılına gelindiğinde bu rakam 14.1 milyar metreküp, 2001'de ise 16 milyar metreküp mertebelerindeydi. 2003 yılında dünya tüketiminin %0.8'lik kısmını tüketen Türkiye tüketim artışında, Avrupa ve Avrasya bölgesindeki ülkeler arasında ilk sırayı aldı. 2006 yılı için EPDK tarafından yapılan ulusal doğal gaz tüketim tahmini doğal gazın 9155 kcal/metreküp üst ısıl değeri esas alınarak 30.1 milyar $m^3$ olarak belirlenmiştir.

Günümüze kadar ekonomimizin hızla büyümesinde önemli bir yeri olan doğal gazın talep eğrisi her geçen yıl aşağıda kısaca özetlenen nedenlerden ötürü hızlı bir artış göstermektedir:

- Taşıma, depolama gibi zorluklar gerektirmemekte,
- Verimi yüksek olduğundan daha az yakıtla daha çok alan ısıtılabilmekte,
- İstenilen her an kullanıma hazır bir yakıt olarak beklemektedir ve
- En temiz fosil kaynaklı yakıttır.

Doğal gazın diğer enerji kaynaklarına göre avantajları nedeni ile zaman içinde oluşan hızlı talep artışları günümüzde iki önemli sorunu gündeme getirir: (1) var olan sistemin, artan ısıtma ve endüstri yükünü karşılamak için zorlanması, (2) dağıtım

hattının yeni alanlara ve yerleşim yerlerine uzatılması. İki sorunda temel olarak birbirine benzemektedir. Yeterli gazın verilmesi ve gazın tüketiciye her zaman yeterli basınçta verilmesi koşulları sağlanmak zorundadır. Var olan dağıtım şebekeleri tasarım koşullarını doğal olarak etkiler. Tüm bu noktalar göze alınarak denebilir ki bu hızlı talep artışları ile beraber sistemlerin daha etkin, güvenli, ekonomik tasarımları zorunlu olmuştur [3]. Bundan dolayıdır ki özellikle şehir içi dağıtım hatlarının planlanmasında, modellenmesinde en önemli faktörlerden olan tasarım faktörü ve eş-zaman kullanım faktörü (coincidence factor) ortaya çıkmaktadır. Tasarım faktörü ısıtma ve ısıtma dışı tüm birimler için maksimum saatlik tüketim değeri iken eş-zaman kullanım faktörü ise tüm bireysel gerçekleşen maksimum taleplerin toplamının maksimum talebe olan oranıdır ve bir çeşit yük faktörü gibi tanımlanabilir.

Yeni şehirlere doğal gaz dağıtımı için EPDK ihalelerinin gerçekleşmeye başladığı 2003 yılı öncesinde, tasarım faktörü olarak şehirlere dağıtım şebekelerini döşeyen yabancı kuruluşların (İstanbul'da Fransız'ların, Ankara'da İngiliz'lerin) tasarım faktörü yaklaşımları kullanıldı. Tasarım faktörü konusunda kuruluşların kendi koşullarına uygun tasarım faktörü belirlemelerinin getirdiği karmaşıklık ve yeni şehirlere dağıtım ihaleleri alan kurumların dağıtım modellemelerindeki farklılıklar, Türkiye'de geçerli olabilecek bir standardın oluşturulması konusunu gündeme getirmiştir. Bu amaçla çalışma içinde yöntem olarak, tasarım faktörünün belirlenmesi ve standartlaştırılmasına yönelik olarak iki ayrı yaklaşım incelenecektir. İlk yaklaşım uyarınca günün en soğuk saatinde ortalama sıcaklık-ısıtma tüketicisinin talebi verileri incelenecek ve analiz edilecektir [4]. İkinci yaklaşımda ise derece-gün değerleri kullanılarak maksimum günlük debi değerleri belirlenerek pik tüketim değeri hesaplanacak ve eş-zaman kullanım faktörü hesabı için yöntem geliştirilecektir [5].

Bu çalışmanın amacı doğal gaz dağıtım sistemlerinde şebekelerin ekonomik ve güvenli boyutlandırılabilmesi için gerekli olan tasarım faktörünün belirlenebilmesi için pik tüketim değerinin ve pik tüketim hesaplarında çarpan etkisi olan eş-zaman kullanım faktörünün analitik olarak hesaplanmasıdır. Hesaplamalar Türkiye'de SCADA Sistemini bütün şebekesine uygulamış olan İzmit Doğal Gaz Dağıtım A.Ş. (İZGAZ)'den alınan veriler ile yapılmıştır.

## 2. DAĞITIM ŞEBEKE SİSTEMLERİ

Doğal gaz, kaynağından tüketim noktasına boru hatlarıyla ya da sıvılaştırılmış doğal gaz olarak tankerlerle ulaştırılır. Binlerce kilometrelik mesafeden taşınan doğal gaz, basınç düşürme istasyonlarında basıncı düşürülerek şehir şebekesindeki çelik boru ve hatta oradan da bölge regülatörlerinden geçerek şehir şebekesine dağılır. Şehir şebekeleri temelde işletim basınçlarına göre düşük basınçlı ve orta basınçlı dağıtım şebekeleri olarak ikiye ayrılırlar [6]. Ayrıca, orta basınçlı dağıtım şebekeleri de dal (dead-end) ve ağ + dal (mesh+dead-end) sistemler olarak ikiye ayrılırlar. Şekil 2.1'de doğal gazın kaynağından tüketiciye ulaşmasını gösteren bir şekil sunulmuştur.




**Şekil 2.1:** Doğal Gaz Dağıtım Sistemi

## 2.1 Düşük Basınçlı Doğal Gaz Dağıtım Şebekeleri

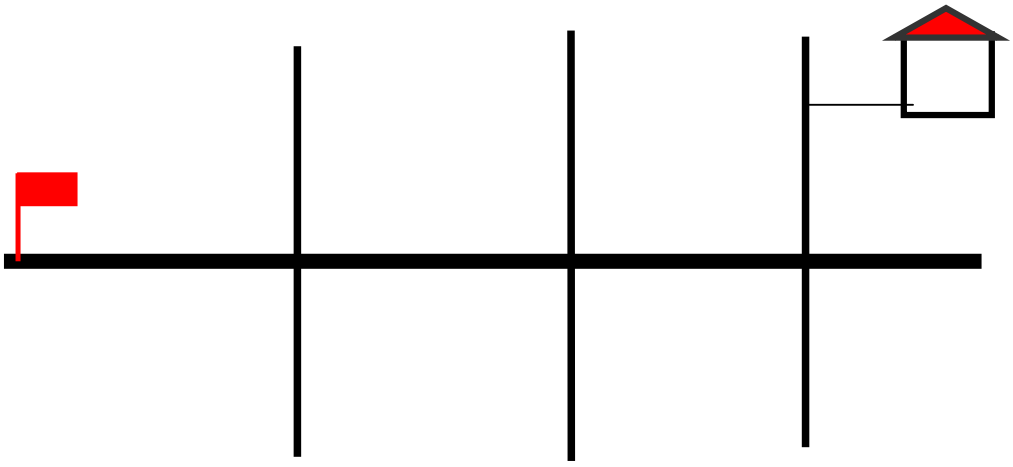
Düşük basınçlı doğal gaz dağıtım şebekeleri dünyada İngiliz modeli olarak bilinirler. Bu sistemlerde işletme basıncı 75 mbar (0.075 bar)'dır [7]. İlk yatırım maliyetinin çok yüksek olması dolayısıyla zamanla kullanımından vazgeçilmeye başlanmıştır. İtalya'da Roma kentinde kurulan ilk şebeke, düşük basınçlı şebekedir. Ülkemizdeki tek örneği Ankara'dadır.

## 2.2 Orta Basınçlı Doğal Gaz Dağıtım Şebekeleri

Orta basınçlı doğal gaz dağıtım şebekeleri işletme basıncı 4,000 mbar (4 bar) olan sistemlerdir [7]. Ülkemizde İstanbul, Eskişehir, Bursa, İzmit'te örnekleri mevcuttur. Bu tür sistemler de kendi arasında ikiye ayrılırlar.

### 2.2.1 Dead-end Şebekeler

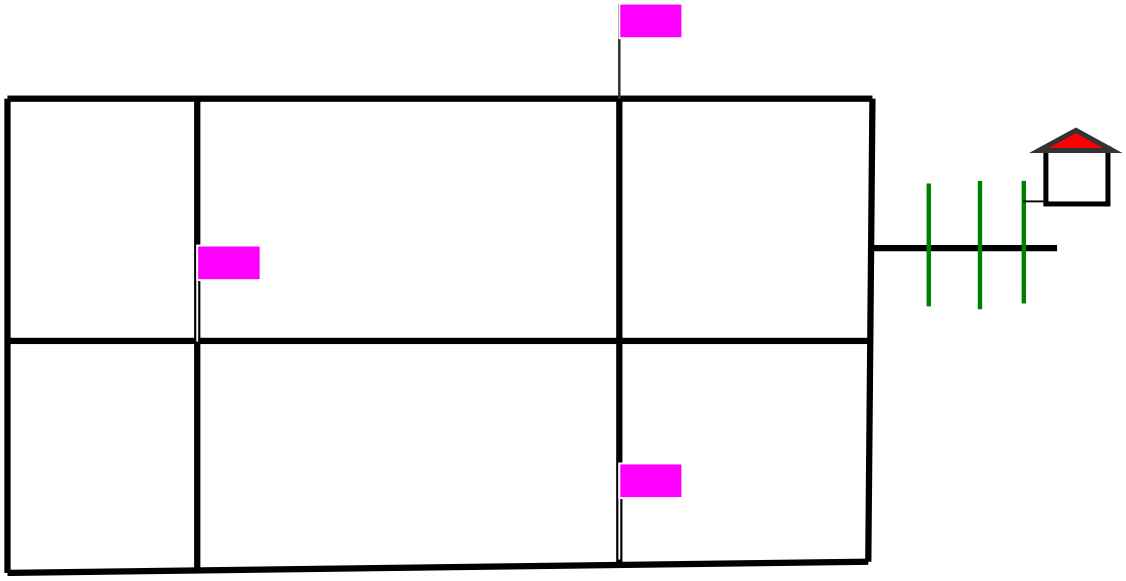
Dead-end şebekeler işletme basınçları 4,000 mbar (4 bar) olan şebekelerdir. Bölge regülatörü 19,000 (19 bar) mbar olan çelik hat basıncını 4,000 mbar'a (4 bar) düşürerek doğal gazı şebekeye verir. Şebekedeki ana hat 125 mm polietilen boruyla, sokaklara dağılan hatlar ise 63 mm polietilen boruyla oluşturulur. Servis kutusu girişindeki basınç 1,500 mbar'ın (1.5 bar) üzerinde olmalıdır. Bu tip şebekede bölge regülatörleri birbirinden bağımsız çalışır ve arıza durumunda o bölge regülatörüne bağlı bütün müşteriler gazsız kalırlar [7].



**Şekil 2.2:** Dead-end Şebekenin Şematik Gösterimi

### 2.2.2 Mesh + Dead-end Şebekeler

Mesh + Dead-end şebekeler işletme basınçları 4,000 mbar (= 4 bar) olan şebekelerdir. Dead-end sistemlerde olduğu gibi bölge regülatörü 19,000 mbar (= 19 bar) olan çelik hat basıncını 4,000 mbar'a (= 4 bar) düşürerek doğal gazı şebekeye verir. Bu tip şebekede bölge regülatörleri birbirleriyle 125 mm polietilen borularla bağlanarak mesh denilen loop oluşturulur. Sektörlerin büyüklüklerine göre sektör besleme vanaları ve sektör besleme branşmanlarının çapı belirlenir. Sektör beslemeleri genellikle 63 mm polietilen borulardır. Sektör vanasından itibaren şebeke, dead-end şebeke gibi tasarlanır. Servis kutusu girişindeki basınç 1,500 mbar'ın (= 1.5 bar) üzerinde olmalıdır. Bu tip şebekede bölge regülatörleri birbirleri ile bağlı olduklarından olası bir arıza durumunda arızalı bölge regülatörünün yükünü diğer regülatörler paylaşır ve şebekede herhangi bir gaz kesintisi yaşanmaz [7]. Aşağıda mesh+dead-end sistemler için şematik bir gösterim sunulmuştur.



**Şekil 2.3:** Mesh + Dead-end Şebekenin Şematik Gösterimi

# 3. DAĞITIM SİSTEMLERİNDE ŞEBEKE TASARIMI

Bu bölümde şebeke sistemleri için EPDK'nın getirdiği düzenlemeler ve kısıtlamalara, sektörlerin oluşturulmasına, vana gruplarının yerleştirilmesine ve şebeke tasarımına yer verilecektir.

## 3.1 Düzenlemeler ve Kısıtlamalar

Doğal gaz şehir şebekelerinde şebekeyi oluşturan ana elemanlar bölge regülatörleri, borular ve vanalardır. Bölge regülatörleri için debi ve basınç sınıfı bir standarda oturtulmuş ve ülkemizdeki orta basınç şebekelerinde regülatör giriş basıncı 19,000 mbar (= 19 bar) regülatör çıkış basıncı, yani şebeke içi basınç 4,000 mbar (= 4 bar) olarak uygulanmaktadır. Standart olarak maksimum 5,000 $m^3$/saat debide çalışan regülatörler kullanılmaktadır [8].

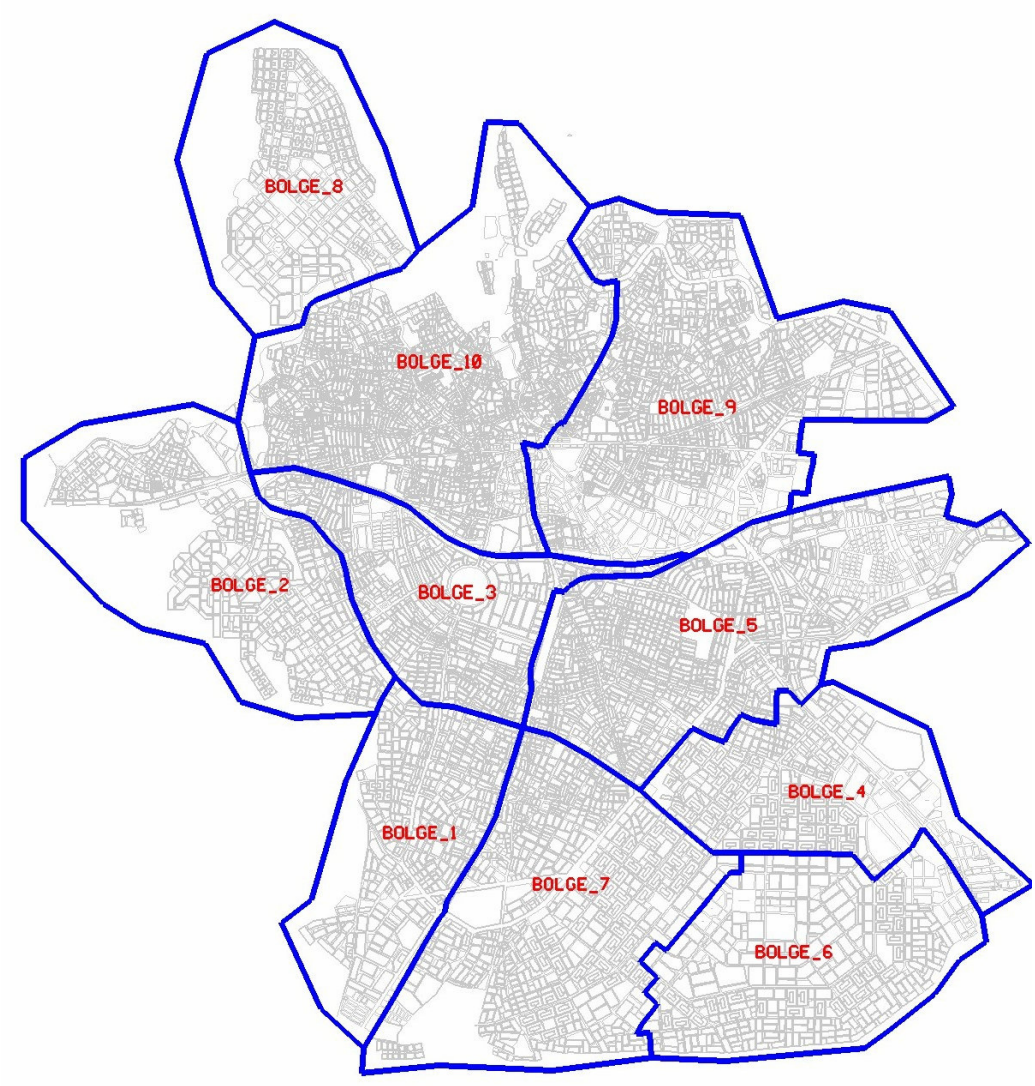
Boru içinde gazın akış hızı ve basıncı konusunda aşağıdaki düzenlemeler getirilmiştir [8]:

- Normal çalışma koşullarında gazın akış hızı 25 m/s'nin altında olmalıdır.
- Regülatörlerin servis dışı kalma durumu araştırılırken gazın boru içindeki akış hızı 30 m/s'yi aşmayacaktır.
- Şebekenin uç noktalarında gazın basıncı 1,500 mbar'ın (= 1.5 bar) üzerinde olmalıdır.
- Sektör içindeki konut sayısı 250 – 1,000 aralığında olmalıdır.

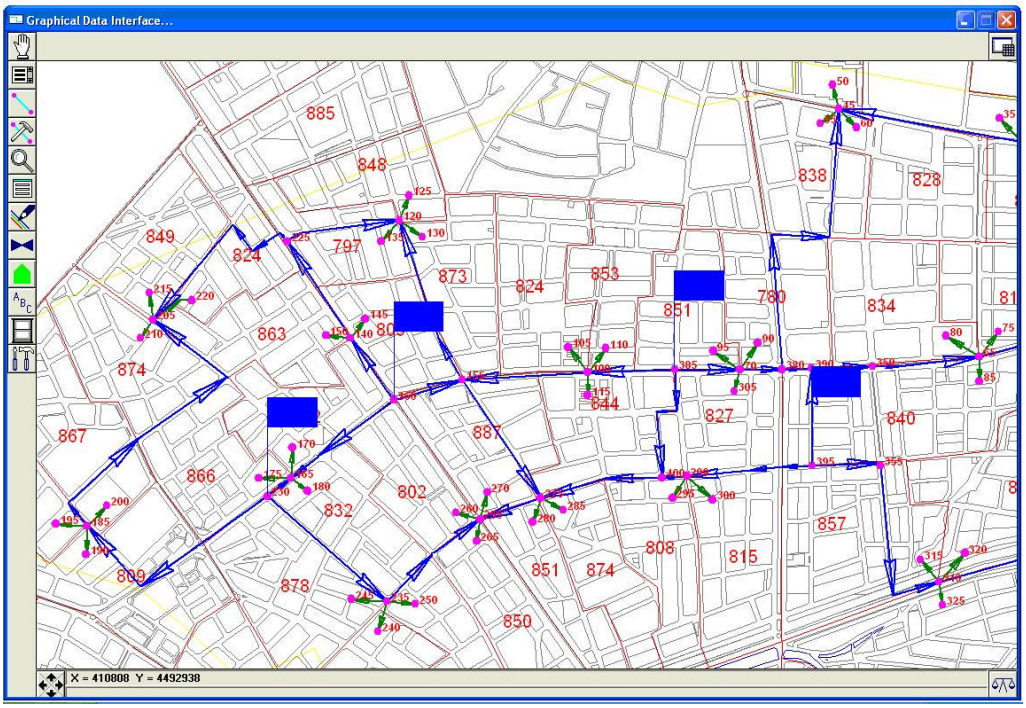
## 3.2 Sektörlerin Oluşturulması

Tasarım projesinde şehri bölgelere ayırmak yeterli değildir. Her bölge kendi içinde sektörlere bölünmelidir. Sektörler oluşturulurken EPDK tarafından hazırlanmış şartnameye uygun davranılmalıdır. Sektör sınırları belirlenirken dağıtım şebekesinin şekillenmesi açısından sektör geometrisi önemlidir. Ancak, sektörü besleyecek sektör

besleme branşmanının çapı ve bu çaptaki bir borunun geçirebileceği gaz debisi ve dolayısıyla o borudan beslenecek olan abone sayısı asıl belirleyici kıstastır. Bu aşamada sektör içinde yer alan toplam konut sayısının 750'yi aşmamasına, işletme ve acil müdahaleyi kolaylaştırmak açısından sektör besleme noktalarında tek tip boru ve tek tip vana kullanılmasına özen gösterilmektedir. Şekil 3.1.'de örnek olarak bir şehrin bölgelere ayrılmış hali, Şekil 3.2.'de ise örnek olarak bir bölge içinde oluşturulan sektörler gösterilmektedir.



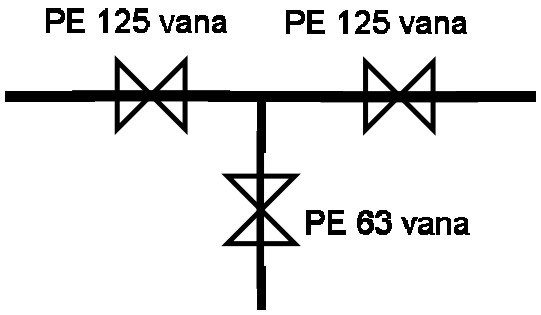

**Şekil 3.1:** Örnek Bir Şehir İçinde Oluşturulan Bölgeler



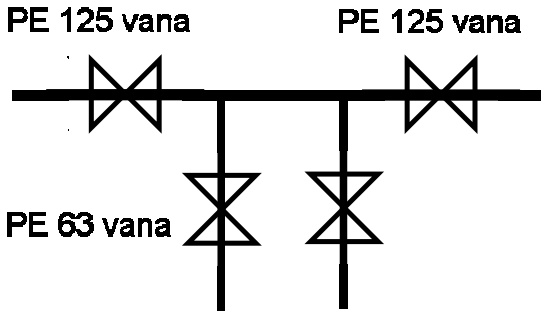

**Şekil 3.2:** Bölge İçinde Oluşturulan Sektörler

## 3.3 Vana Gruplarının Yerleştirilmesi

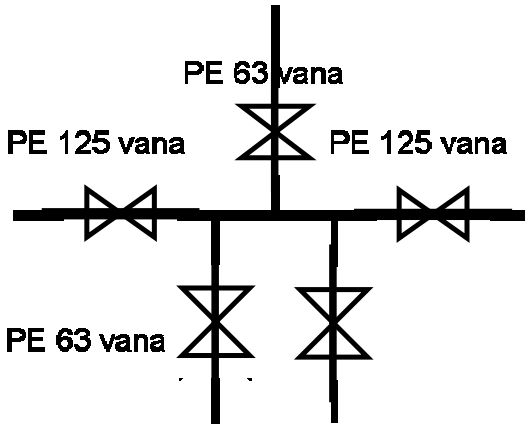
Sektör besleme branşmanları, vanalar ile ana dağıtım şebekesinden ayrılırlar. Vanalar tekli, ikili gruplar, ya da üçlü gruplar şeklinde tasarlanabilir. Sektör besleme vanalarının yanı sıra, ana hat üzerinde sektör beslemesinin yapıldığı yerde sektör besleme branşmanının giriş ve çıkışına iki adet vana konulmalıdır ki sektör vanasının tek, ikili grup ya da üçlü grup olması bu zorunluluğu ortadan kaldırmaz. Tekli beslemede üç, ikili beslemede dört, üçlü beslemede ise beş vana kullanılmaktadır. Dolayısıyla sektörler oluşturulurken üçlü vana grubu ile gaz beslemesi yapılabilecek şekilde tasarım yapmak ekonomi sağlamaktadır. Şekil 3.3'de tekli besleme, Şekil 3.4'te ikili besleme ve Şekil 3.5'te üçlü beslemeyi şematik olarak göstermektedir.




**Şekil 3.3:** Tekli Sektör Beslemenin Şematik Gösterimi




**Şekil 3.4:** İkili Sektör Beslemenin Şematik Gösterimi




**Şekil 3.5:** Üçlü Sektör Beslemenin Şematik Gösterimi

### 3.4 Şebeke Tasarımı

Doğal sınırlar dikkate alınarak oluşturulan bölgeler konut sayısı 750'yi aşmayacak şekilde sektörlere ayrıldıktan sonra toplam konut sayısı, bölgenin toplam yükü ve doğal gaz dağıtım şebekesi regülatör sayıları hesaplanmalıdır. Belirlenen sektörlere göre vana gruplarının yerleri belirlenecektir. Türkiye de genellikle her bir vana grubuna gaz ulaştıracak en kısa güzergah belirlenerek şebekeyi oluşturacak boru hatları GASWorkS7.0 simülatör programı yardımıyla çizilmektedir. Programa alt dosya olarak şehrin imar planı önceden yüklendiği için boruların uzunluklarının girilmesine ya da ölçeklendirilmesine gerek duyulmamaktadır. Çizilen her boru parçası alt dosyalardaki imar planları ile aynı ölçeği otomatik olarak alır. Ancak, bu aşamada dikkat edilmesi gereken imar planının hazırlandığı boyutlandırma ile programın boyutlandırma sisteminin aynı olmasıdır [9].

Tasarıma başlamadan önce en çok kullanılacak boru tipi programa varsayılan olarak tanıtılmalı, programın boru tipleri menüsü kontrol edilerek menü dışında ya da farklı özelliklerde bir boru kullanılacaksa bu borular programa tanıtılmalıdır. Borularda akışı modellemek üzere programın 14 farklı akış denklemi kullanabilme seçeneği vardır. Orta basınçlı doğal gaz şehir şebekelerinin tasarımı aşamasında IGT denklemi en yaygın kullanılanıdır [9]. IGT denklemi aşağıda sunulmuştur.

$$Q = 0.0012753 \frac{T_b}{P_b} \frac{1}{\mu^{0.1111}} \left( \frac{\Delta P}{G^{0.8} T_f L Z} \right)^{0.556} D^{2.667} E, \qquad \textbf{(3.1)}$$

$$\Delta P = (P_1^2 - P_2^2)$$

Burada;

$Q$ : Hacimsel akış debisi, $m^3$/saat

$T_b$ : Referans sıcaklık, $^0$C

$T_f$ : Gazın akış sıcaklığı, $^0$C

$P_b$ : Referans basınç, bar

$P_1$ : Boru girişindeki basınç, bar

$P_2$ : Boru çıkışındaki basınç, bar

$\Delta P$ : Borunun iki ucu arasındaki basınç düşümü, bar[2]

$\mu$ : Gazın mutlak akmazlığı, kg/m-s

$G$ : Özgül yoğunluk, boyutsuz

$L$ : Boru uzunluğu, m

$Z$ : Sıkıştırılabilirlik Faktörü, boyutsuz

$D$ : Borunun iç çapı, m

$E$ : Boru verimi, %

Programla ilgili gerekli ayarlamalar yapılıp şehrin deniz seviyesinden yüksekliği de veri olarak girildikten sonra tasarım aşamasına gelinir.

Bir doğal gaz ana dağıtım şebekesi GASWorkS7.0 programı ile tasarlanırken ilk iş tüm sektörlere gaz sağlayabilecek en kısa güzergâhın belirlenmesidir. Daha sonra izlenen adımlar:

- Geniş caddelerde 125 mm'lik polietilen boruların döşenmesi,
- 125 mm'lik boruların ara bağlantılarla birbirine bağlanması,
- Sektörlerin besleme branşmanlarının bırakılması ve boruların uçlarına sektörlerdeki toplam konut sayısının girilmesi,
- Şebekenin tasarım faktörünün, başka bir deyişle konut başına saatlik maksimum gaz tüketim miktarının girilmesi (Bölüm 4'te bu hesaba yer verilecektir.),
- Bölgenin tüketimini karşılayacak regülatör sayısının belirlenmesi,
- Uygun yerlere deneme yanılma yöntemi ile regülatörlerin yerleştirilmesi,
- Regülatörlerin eşit yük paylaşacak şekilde dengeye getirilmesi,
- Boru içinde gazın akış hızının sınır değerler içinde kalmasının sağlanması,
- Şebekenin uç noktalarında minimum basınç kriterinin sağlanması,
- Regülatörlerin servis dışı kalma durumunda borulardaki akış hızının kontrolü

olarak sıralanabilir.

### 3.5 Bölge Regülatörü Lokasyonlarının Belirlenmesi

Şebeke tasarımı esnasında bölge regülatörleri yerleştirilip denge durumları ve yük çekişleri kontrol edilmektedir. Ayrıca her regülatörün servis dışı kalması durumu da dikkate alınmakta ve borulardaki akış hızı kontrol edilmektedir [8]. Ancak bölge regülatörleri belli bir alan kaplamakta ve tasarım esnasında özel mülkiyete denk gelen regülatör lokasyonları için istimlak yapmak gerekmektedir. Bu da beraberinde hukuki sorunları ve anlaşmazlıkları getirmektedir. Bu nedenle bölge regülatörlerinin yeşil alan, park, bahçe, okul bahçesi, cami avlusu, kamuya ait araziler ve geniş caddelerin kenarlarına inşa edilmeleri gerekir. Tasarım sonrası regülatör lokasyonları uydu fotoğraflarından kontrol edilmeli ya da ana dağıtım şebekesi ve regülatörler uydu fotoğraflarının üzerinde işaretlenmelidir.

### 3.6 Çelik Şebeke Tasarımı

Bir ilin çelik şebeke tasarımı polietilen şebeke tasarımından faklı değildir. Polietilen şebekede sektörler için besleme branşmanı bırakılırken çelik şebekede sektörlerin yerini bölge regülatörleri alır ve 4 inç'lik regülatör branşmanları bırakılır [8].

Bölgelere ait polietilen dağıtım şebekelerinde bulunan bölge regülatörlerinin bulunduğu yerlere çelik hat getirilerek bu noktalardan yükler girilerek regülatörler beslenir. Çelik şebekeyi besleyecek istasyonların da yerleştirilmesiyle çelik şebeke çizilmiş olur. Polietilen şebekeyle benzer şekilde gazın akış hızı her bir boru parçası için kontrol edilir ve bölge regülatörlerinin girişinde basıncın o regülatörün yükü için yeterli olup olmadığı kontrol edilir [8].

# 4. DOĞAL GAZ DAĞITIMINDA YÜK FAKTÖRLERİ

Tüm gaz satış türleri; konutsal, ticari, endüstriyel veya ısıtma, değişen yük faktörleri içerirler. Gaz dağıtımcısının karşılaması gereken iki genel yük söz konusudur. Bunlar ısıtma yükü ve ısıtma-dışı yüklerdir. Sistem içerisinde yük faktörü satılan gaz türünün hacmine bağlıdır. Özellikle ısıtma türünde gaz satışında yük faktörü önem kazanmaktadır ve genelde ısıtma için gaz kullanan tüketici oranı arttıkça yük faktörü azalmaktadır ki burada eş-zaman kullanım faktörü gündeme gelir. Endüstriyel satışın (ısıtma-dışı yükün) yüksek oranda olması durumunda hafta sonlarında gaz satışlarında oynamalar görülür. Isıtma sektöründe kullanılan gazın toplam gaz satışındaki oranı arttıkça, diğer türlerin yüklerindeki değişikliklerin etkisi kaybolur. Kısacası gaz dağıtımcısı için karşılanması en zor yük, ısıtma yüküdür. Bunun nedeni yaz dönemindeki minimum sıfırla soğuk kış ayları boyunca herhangi bir zamanda oluşan bir maksimum değer arasında yük faktörü sorununun etkili ve ekonomik çözümlenmesi gerekmektedir [10].

## 4.1 Isıtma Yükü

Isıtma yükü hesaplarında iki farklı tür yaklaşım yapılabilmektedir.

### 4.1.1 Yaklaşım 1

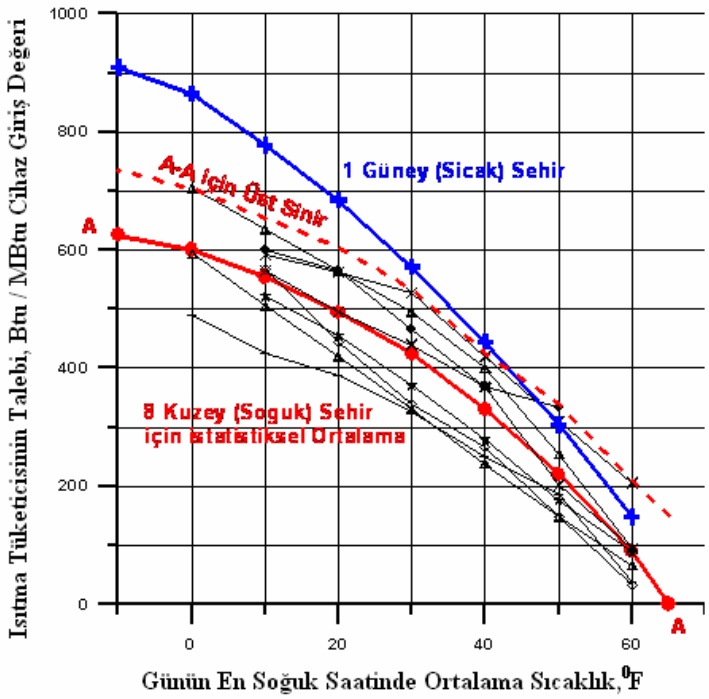
Maksimum talep tahmininde en belirgin faktör ısıtmada kullanılan tüketimdir. Burada dikkat edilmesi gerekli husus saatlik talebin birçok faktöre bağlı olarak değişiklik göstermesidir. Bunlar; tüketici alışkanlıkları, ısıtma cihazlarının kontrolü ve ısıtma sistemlerinin türüdür. Ancak yerel olarak ölçülmüş talep verileri bulunmuyorsa olası maksimum saatlik talebin değerlendirilmesinde ilk adım bölgedeki gazla ısıtma yapılan cihazların yaygınlığının (gazla ısıtma yapan tüketici sayısı, N) saptanmasıdır. Daha sonra bu N tane tüketicinin kullandığı gaz yakan cihazlar için cihaz başına ortalama giren ısıl miktar (I, MBtu/cihaz) tahmin edilererek bu iki değer, grafikler yardımı ile saptanan ısıtma tüketicisi için kullanım–maksimum saatlik talep değeri ile çarpılır [10].

$$\text{Max Saatlik Talep} = N \times I \times \left[ \begin{array}{c} \text{Şekil 4.1'den Okunan En Düsük} \\ \text{Sicakliktaki Düsey Eksen Degeri} \end{array} \right] \qquad \textbf{(4.1)}$$

Burada gaz yakan cihazlar için cihaz başına ortalama giren ısıl miktar TSE 7363'te Anma Isıl Gücü olarak tanımlanmakta ve cihazın anma basıncında bir saatte yakabileceği gazın verdiği alt ısı miktarı (kcal/h veya kW) olarak ifade edilmektedir [11]. Farklı sıcaklıklar için ısıtıcı başına maksimum saatlik talep değerleri Çizelge 4.1'de görülmektedir. Çizelgede yer alan Ş# ifadeleri şirketleri, S.Ş. Soğuk Şehirleri, Ort. G. ifadesi ortalama girişi ve K.S. ise konut sayısını ifade etmektedir.

**Çizelge 4.1:** Tüketici Başına Maksimum Saatlik Talep, Btu/MBtu Cihaz Girişi [10]

| Sıcaklık, $^{o}$C | Ş#1 S.Ş. | Ş#2 S.Ş. | Ş#3 S.Ş. | Ş#4 S.Ş. | Ş#5 S.Ş. | Ş#6 S.Ş. | Ş#7 S.Ş. | Ş#8 S.Ş. | Ş#9 S.Ş. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 15.6 | 38 | 33 | --- | 95 | 66 | 95 | 206 | 88 | 148 |
| 10 | 185 | 147 | 333 | 254 | 148 | 202 | 310 | 176 | 304 |
| 4.4 | 250 | 267 | 370 | 400 | 238 | 368 | 420 | 279 | 445 |
| - 1.1 | 325 | 338 | 466 | 495 | 330 | 440 | 528 | 371 | 572 |
| - 6.7 | 388 | 444 | 564 | 565 | 420 | 496 | 563 | 456 | 683 |
| - 12.2 | 425 | 567 | 600 | 635 | 505 | 565 | 592 | 522 | 778 |
| - 17.8 | 490 | --- | --- | 705 | 594 | -- | --- | --- | --- |
| Ort. G. (x $10^3$) | 80 | 75 | 30 | 78 | 121 | 123 | 163 | 136 | 67.2 |
| K.S | 86 | 134 | 30 | 94 | 99 | 79 | 80 | 86 | 59 |




**Şekil 4.1:** Isıtma Tüketicisi İçin Eş-kullanım-Maksimum Saatlik Talep Değeri Grafiği[10]

Isıtma tüketicisi için kullanım–maksimum saatlik talep miktarı, Şekil 4.1'de yer alan günün en soğuk saatinde ortalama sıcaklık değerine karşılık ısıtma tüketicisi talebi (cihaz giriş değeri) grafiğinden okunmaktadır. Aslında Şekil 4.1'de düşey eksende okunan ısıtma tüketicisinin talebi gerçekleşen talebin anma ısıl güce oranıdır ve cihaz eş-zaman kullanım faktörü olarak değerlendirilebilir. Şekil 4.1'deki eğriler incelendiğinde yatay ekseni yaklaşık olarak 65 $^{o}$F (18.3 $^{o}$C) sıcaklık değerinde kesmektedir ki bu sıcaklık değeri derece-gün ısıtma teorisi için temel alınan sıcaklık değeri olup ısıtma cihazları kontrolünü sağlamaktadır [10].

Şekil 4.1'e göre eş-zaman kullanım faktörü olarakta değerlendirilebilen ısıtma tüketicisinin talebi şehirden şehre değişebilmekte ve günün en soğuk saatinde ortalama sıcaklık değerine bağlı olarak 0.5-0.9 arasında değerler almaktadır.

### 4.1.2 Yaklaşım 2

Isıtma yükü hesabında diğer bir yaklaşım ise derece gün hesabıdır. A.B.D.'de 65 $^{o}$F (18.3 $^{o}$C) atmosfer sıcaklığı ısıtma gerektirmeyen sıcaklık olarak varsayılır. Ortalama atmosfer sıcaklığı 17.3 $^{o}$C olan bir gün için derece-gün değeri 1 $^{o}$C-gün olur. Ortalama atmosfer sıcaklığı 0 $^{o}$C olan bir gün için ise derece-gün değeri 18.3 $^{o}$C-gün'dür. Bu şekilde bir yıl içindeki tüm günlere ait derece-gün değerleri alınıp toplanırsa yıllık derece-gün değeri bulunur [10, 17].

Ancak derece-gün değerleri yıl içinde aylara ve günlere bağlı olarak değişebileceği gibi birbirini izleyen yıllarda da değişim gösterebilir. Bu nedenle derece-gün değerleri olarak son 30 (veya ne kadar çoksa) yılın ortalaması alınır. Örnek olarak A.B.D.'de Detroit için ortalamadan % 18 daha soğuk ve % 15 daha sıcak yıllık derece-gün değerlerinde değişmeler kaydedilmiştir. Bu durum ısıtma yükünün yıldan yıla önemli oranda değişebildiğini göstermektedir [10]. Bu tür değişimlere bağlı olarak doğal gazı sabit debide alan şirketler için debiyi arttırmak veya azaltmak gerekmektedir ki bu da şirketlerin ceza ödemelerine sebep olmaktadır.

Derece – gün hesabı

$$\mathbf{Q = \frac{L}{H \times \eta} \times (DG) \times 24} \qquad \mathbf{(4.2)}$$

şeklindedir ve burada:

$Q$ : Yıllık doğal gaz tüketimi, m$^3$

$L$ : Konutun ortalama ısı kaybı katsayısı, kJ/st-$^0$C

$H$ : Gazın ısıl değeri, kJ/sm$^3$

$\eta$ : Isıtma sisteminin verimi

($DG$) : Konutun bulunduğu bölgenin derece-gün değeri, $^0$C-gün [10]

TSE 825'e göre A.B.D.'de 65 $^o$F (18.3 $^o$C) ısıtma gerektirmeyen sıcaklık Türkiye için 19 $^o$C olarak alınmaktadır [12].

Yıllık yakıt tüketimi bulunduktan sonra, o şehir için meteoroloji istasyonundan okunan en soğuk gündeki ortalama sıcaklık baz alınarak maksimum günlük yük bulunmaktadır. Daha sonra cihaz çalışma süresine göre ısıtma için maksimum saatlik yük miktarı hesaplanmakta ve ısıtma-dışı yük'e eklenerek maksimum saatlik yük miktarı belirlenmektedir. İşte bu noktada da o şebeke için eş-zaman kullanım faktörü hesaplanması gerekmektedir. Son olarak, bulunan maksimum saatlik yük miktarı ile eş-zaman kullanım faktörü çarpılarak tasarım faktörü hesaplanacaktır.

### 4.2 Isıtma Dışı Yük

Isıtma dışı yükler ısıtma yükü gibi kararlı olmadığı için değişiklikler gösterir. Maksimum ısıtma-dışı yükün saati maksimum ısıtma yükü saatiyle çakışmaz. Bu yüzden konut ısıtma önemli olduğunda, ısıtma-dışı eş-zaman kullanım yük faktörü dikkate alınmalıdır. Isıtma-dışı yük değerleri ve eş-zaman kullanım yük faktörü değerleri, incelenen kullanıcı grubunun türüne, sayısına, bölgesel alışkanlıklarına bağlı olarak değişir. Endüstriyel satışlar tüketiciyle doğrudan alış veriş yapmayan imalatçı firmalara yapılan satışlardır. Birçok gaz şirketi için, ısıtma gazı dışında en fazla gaz satılan sektördür. Satılan gazlar arasında en küçük bölümü oluşturan ticari gaz satışları da endüstriyel satışlardakine benzer yük dağılımı gösterir [6].

### 4.3 Boru Hattı Yük Faktörü

Uzun mesafeli boru hattı işleten şirketler boru hattının bütün yıl boyunca her gün en yüksek yük faktörüyle çalıştırılmasını hedefler. Bu % 100 kapasitede çalışma arzusu en düşük olası iletme maliyetini oluşturur. En fazla gazın iletilmesi durumunda; işletme, bakım, amortisman, genel yönetim ve vergi gibi tüm maliyet kalemlerinin birim gaz hacmi başına maliyeti azalır ve ekonomik olur. Yıllık kapasitenin % 100 oranında işletilmesi, % 100 yük faktörü olarak tanımlanır. Boru hattından yıllık olarak iletilen gerçek miktarın yıllık iletim kapasitesine bölünmesiyle, bir boru hattının işletimin yüzde olarak yük faktörü bulunur[6].

# 5. İZMİT DOĞAL GAZ DAĞITIM SİSTEMİ VERİLERİ İLE TASARIM FAKTÖRÜ VE EŞ-ZAMAN KULLANIM FAKTÖRÜNÜN HESAPLANMASI

Bu bölümde, İzmit şehri doğal gaz dağıtım sistemi anlatılarak, seçilen bölgenin özelliklerinden bahsedilmiş ve Bölüm 4'te anlatılan iki farklı yaklaşım kullanılarak İzmit Şehri için tasarım faktörü hesabına yer verilmiştir. Ayrıca Bölüm 4'te anlatılan derece-gün yaklaşımı baz alınarak eş-zaman kullanım faktörünün hesaplanmasına yönelik yöntem geliştirilmiştir.

## 5.1 İzmit Doğal Gaz Dağıtım Sistemi

Çalışmada İzmit şehrinin seçilmesinin nedeni SCADA sistemini bütün şebekesine uygulayan ilk ve tek şehir olmasına ek olarak, şebeke sisteminin de Bölüm 2 ve Bölüm 3'te anlatılan dead-end şebeke sistemine sahip olmasıdır. Çünkü Bölüm 3'te de anlatıldığı gibi dead-end sistemde şehir bölgelere ayrılır ve bu bölgeler sadece 1 adet Bölge regülatör istasyonundan beslenir.

### 5.1.1 Seçilen Bölgenin Özellikleri

İmar planına göre tasarlanan bölge İzmit Doğal Gaz Dağıtım A.Ş.'nin ilk yıl yatırımları içerisindedir. Şehrin imar planına göre dolu olduğu bir bölgedir ve bölgede büyümenin olmayacağı düşünülmüştür. İzmit Şehrinde birim abone başına düşen doğal gaz tüketiminin fazla olduğu bir bölgedir. Bölgede tasarım yapılırken hedeflenen konut ve ticari bina sayısına ulaşılmıştır.

### 5.1.2 Bölgedeki Konut ve Ticari Abone Sayısı

Bölgedeki konut ve ticari abone sayısı bundan böyle Bağımsız Birim Sayısı (BBS) olarak adlandırılacaktır. 200 $m^2$'ye kadar olan yerler için BBS değeri 1 iken sonraki her 100 $m^2$ için artı 1 BBS kullanılmıştır. Şekil 5.1'de seçilen bölgedeki toplam BBS sayısı 2002 yılından itibaren değişimi gösterilmiştir. 2002 yılından itibaren olan

değişime bakıldığında düşük bir yüzde ile arttığı gözlemlenmektedir. Bu da bölgenin doygunluğa ulaştığını göstermektedir.

### 5.1.3 Bölgedeki Sanayi Kuruluşlarının Sayısı

Seçilen bölgede azami çekişleri konutlardan ve birbirlerinden bağımsız olarak gerçekleştiğinden dolayı hiçbir sanayi kuruluşu mevcut değildir. Bunun da SCADA ölçümlerinde bir yük dengesizliği yaratmadığı görülmüştür. Ayrıca, tasarım yapılırken büyük tüketime sahip sanayi kuruluşları için çelik şebekede yük bırakılmaktadır.

### 5.1.4 Bölgedeki Abonelerin Isıtma Sistemleri ve Yakıt Türleri

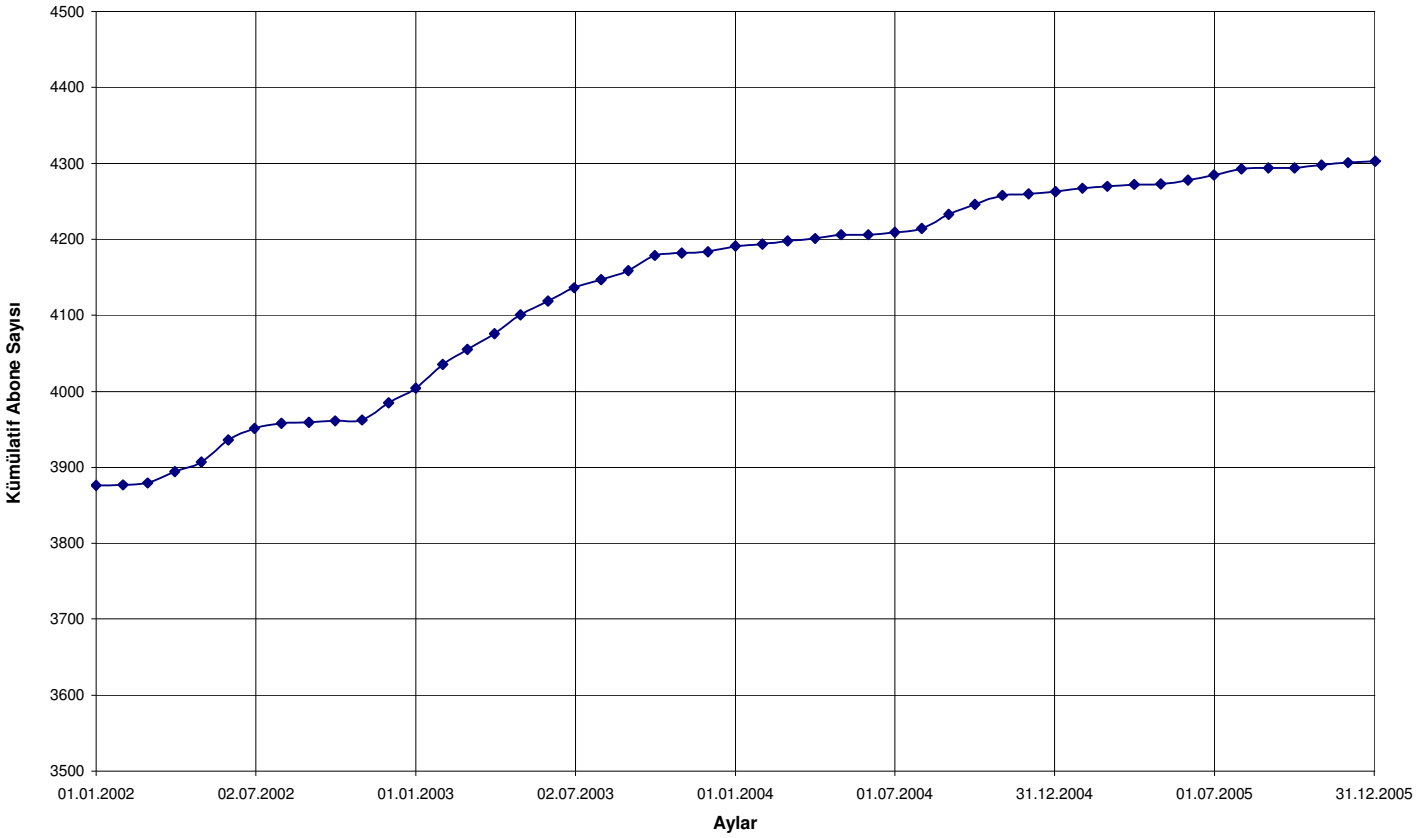
Bölgedeki binaların tümü doğal gaza geçmiştir. Bölgedeki abonelerin tümü bireysel kullanıcıdır ve kombi kullanmaktadır.

### 5.1.5 Bölgede Ölçülen Aylık Doğal Gaz Tüketim Miktarları

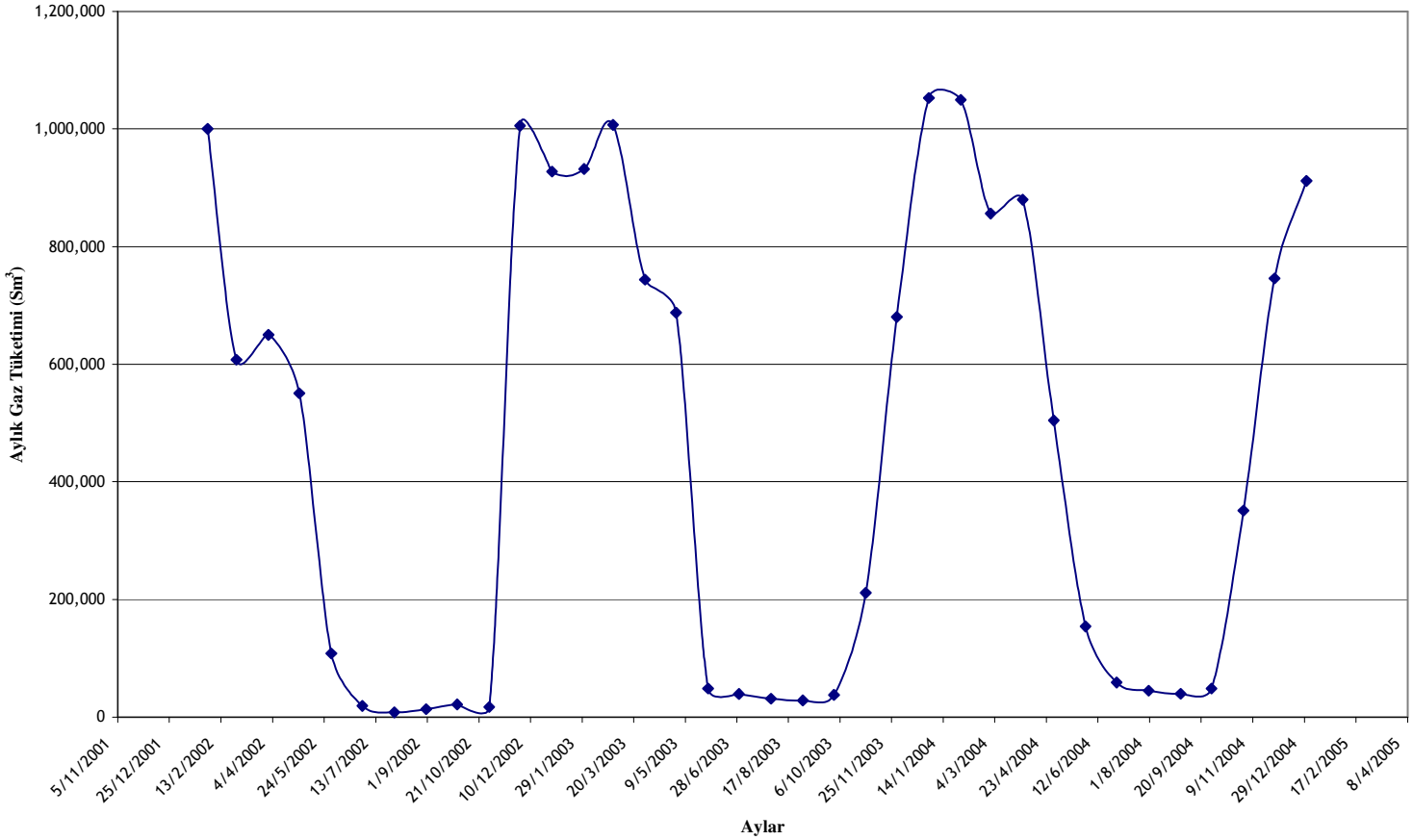
Şekil 5.2 ve 5.3'te İzmit Bölge 30'un 2002–2004 tarihleri arasındaki doğal gaz tüketim miktarları gösterilmiştir. Şekil 5.3 çizilirken aylık ortalama sıcaklık ve tüketim miktarları verilerinden yararlanılmıştır. Grafikteki pembe noktalar yaz aylarına denk gelen, tüketimin minimum olduğu, mavi noktalar ise tüketimin arttığı, ısıtma gerektiren sıcaklıkları ifade etmektedir. Grafikteki bu iki bölgeyi ayıran sıcaklık değeri 19 $^{o}$C olarak okunmaktadır. Bu değer de yaklaşımın TSE 825 standardına göre doğru olduğunu göstermektedir.

### 5.1.6 Meteorolojik Veriler

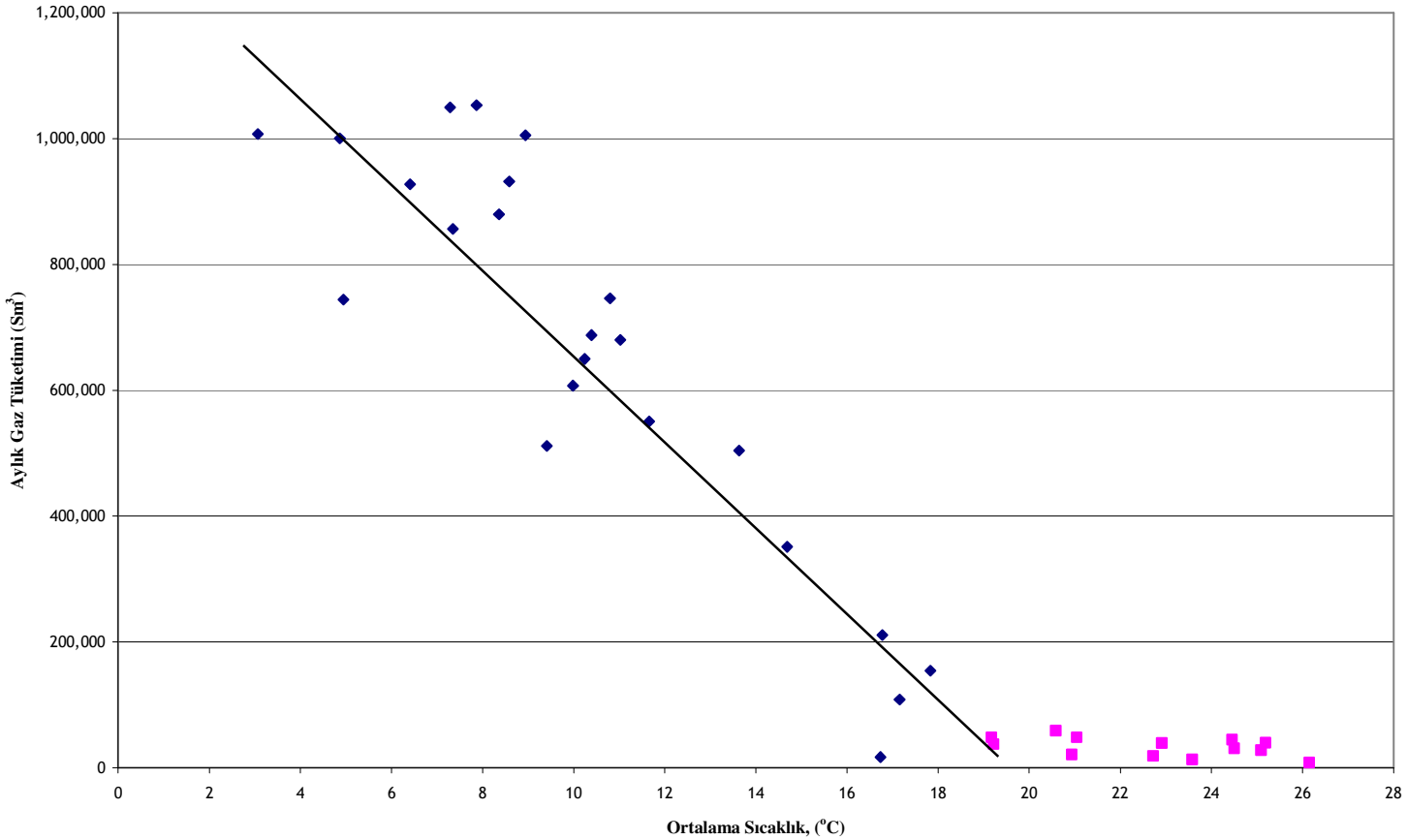
İzmit Şehri Meteoroloji İstasyonu 1975'ten itibaren düzenli olarak şehrin günlük ortalama ve minimum sıcaklıklarını tutmuştur ve çalışmada meteoroloji istasyonundan alınan resmi veriler kullanılmıştır. Şekil 5.4'te İzmit Şehri 2002–2004 yılları arası ortalama aylık sıcaklık değerleri gösterilmiştir.



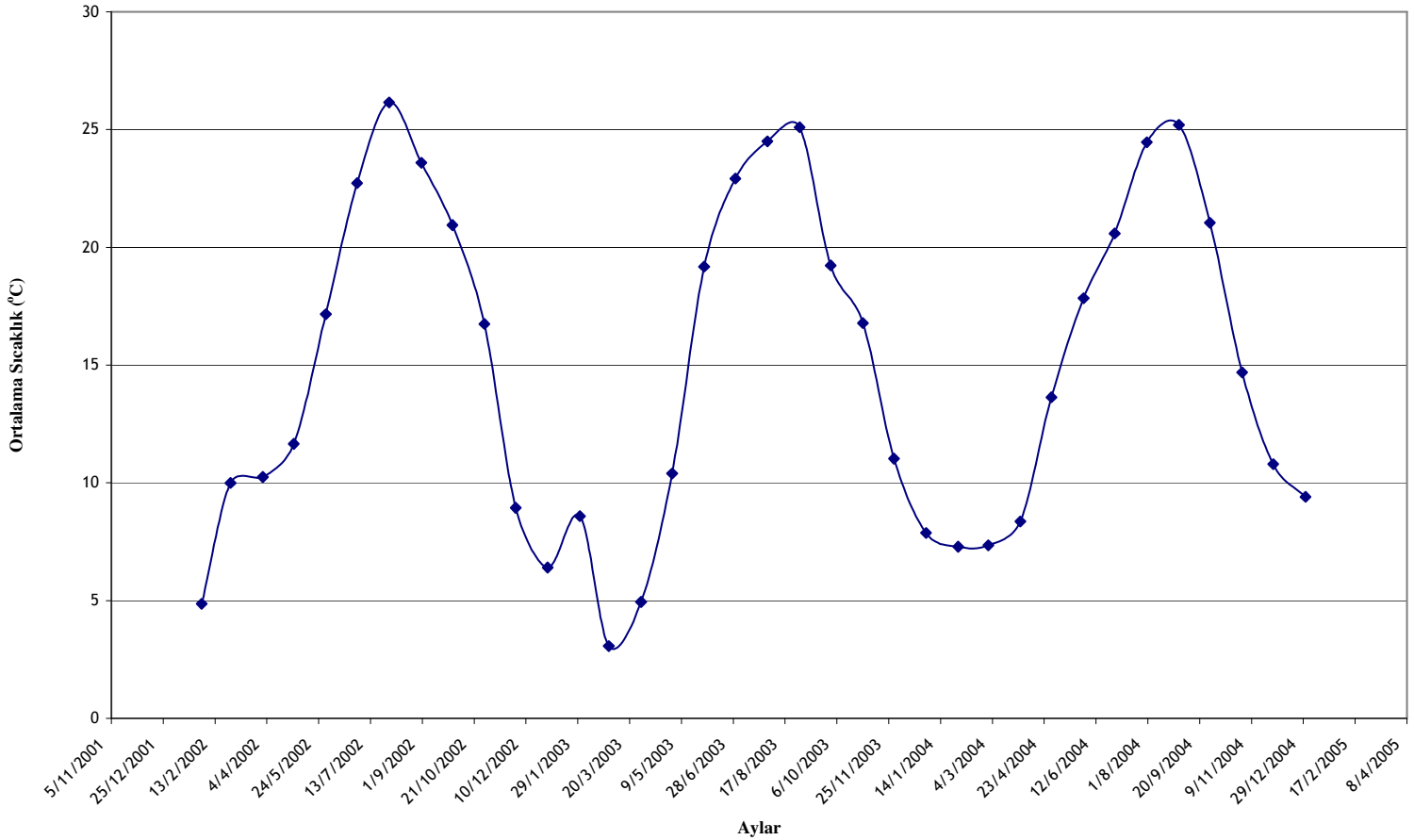

**Şekil 5.1:** İzmit Bölge 30 için 2002-2005 Toplam Abone Sayıları




**Şekil 5.2:** İzmit Bölge 30 için Aylık Doğal Gaz Tüketimi (2002-2004)




**Şekil 5.3:** İzmit Bölge 30 için Aylık Doğal Gaz Tüketimi (Sıcaklık Değerlerine Göre,2002-2004)




**Şekil 5.4:** İzmit Ortalama Sıcaklık Değerleri (2002-2004)

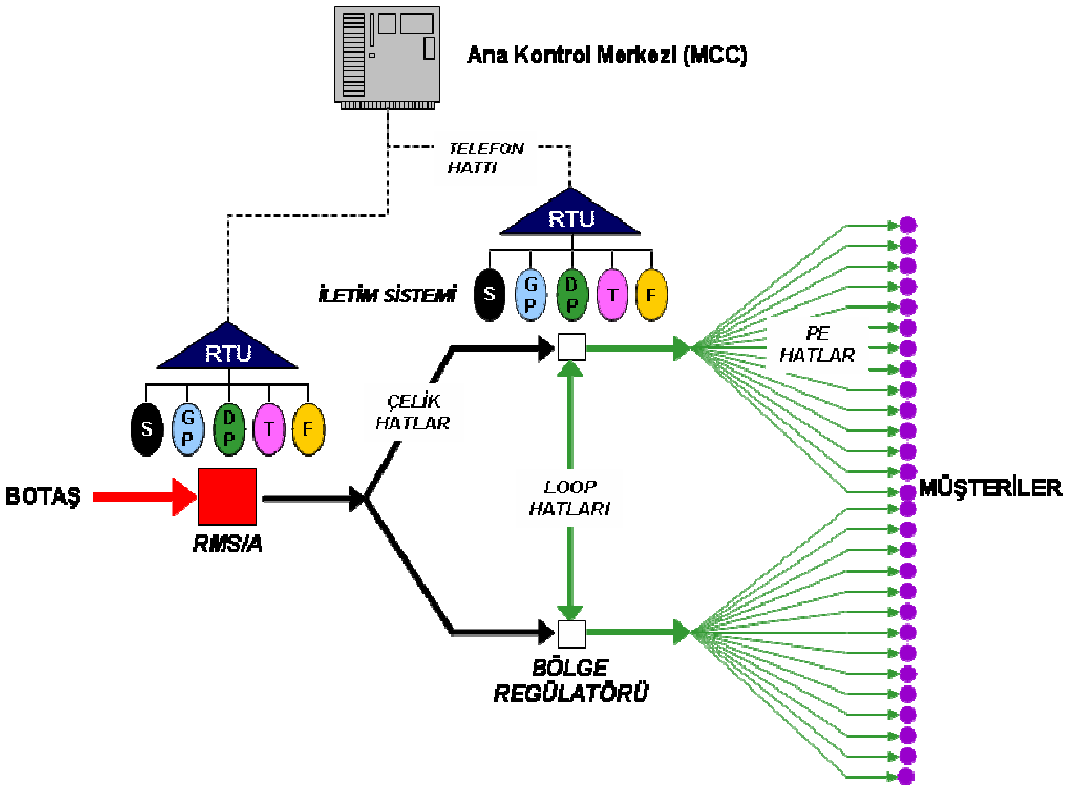
## 5.2 İzmit SCADA Sistemi ve Çalışma Prensipleri

SCADA, "Supervisory Control and Data Acquisition" kelimelerinin ilk harflerinden oluşturulmuş bir kısaltma olup, süreçler için gözetleyici denetim ve veri toplama işlemlerini yapan sistemler için kullanılmaktadır. Kapsamlı ve entegre bir veri tabanlı kontrol ve gözetleme sistemi olan SCADA kontrol sistemi sayesinde, bir tesise veya işletmeye ait tüm donanımların kontrolünden üretim planlamasına, çevre kontrol ünitelerinden yardımcı işletmelere kadar tüm birimlerin otomatik kontrolü ve gözetlemesi sağlanabilir. SCADA kontrol sistemleri değişik işletmelerin tüm kontrol ihtiyaçlarının kademeli (katmanlı) olarak gerçekleştirilmesine olanak tanır [13].

İzmit'te 1999 Ağustos'unda yaşanan depremde SCADA sistemi sayesinde doğal gaz şebekesinde herhangi bir problem görülmemiştir. SCADA kontrol odasından şebekedeki ana çelik vanalar hemen otomatik kapatılmış, 27 adet bölge regülatörü de eşzamanlı olarak durdurulmuş ve vana odaları görevlilerince kapatma işlemlerinin kontrolü de yapılarak tüm sistemin gaz akışı kesilmiştir. İZGAZ'ın (İzmit Doğal Gaz Dağıtım Şirketi) kullandığı SCADA sisteminin ülkemiz şehir doğal gaz dağıtım şebekelerinde uygulanabilen otomatik, uzaktan kumanda ile vanaların kapatılabildiği tek sistem olduğu tespit edilmiştir [14].

İZGAZ SCADA sistemine 8 Haziran 1998 yılında tam olarak geçmiştir. Sistemin çalışma prensibi şu şekildedir: Bölge regülatörlerinde sıcaklık, basınç, basınç farkı ve debileri ölçen aletler takılmıştır, bu ölçüm aletleri sürekli olarak ölçülen değerleri depolayıp belirli zamanlarda ana kontrol merkezine normal telefon hattından bağlanarak depoladığı verileri aktarmaktadır. Ayrıca bölge regülatörlerine takılan ölçüm aletleri belirli aralıklara ayarlanmıştır. Örneğin, basınç değeri 6 bar olarak ayarlanmış ve eğer basınç değeri set edilen değerin altına düşerse yine şehir telefon şebekesine bağlı hattı kullanarak ana kontrol merkezine ikaz sinyali göndermektedir.

Ayrıca İzmit SCADA sistemi kapsamında RMS/A'lara da aynı şekilde ölçüm cihazları bağlanmış ve ağ hattıyla sürekli izlenmektedir. Şekil 5.5'te SCADA sisteminin akış şeması gösterilmektedir.




**Şekil 5.5:** SCADA Sistemi Akış Şeması

## 5.3 Yaklaşım 1 ile İzmit Doğal Gaz Dağıtım Şebekesi Tasarım Faktörünün Hesaplanması

Bölüm 4.1.1'de açıklanan bu yaklaşım ile İzmit'te günün en soğuk saatinde ortalama sıcaklık-ısıtma tüketicisinin talebi verileri incelenecek ve Şekil 4.1'den yararlanılarak analiz edilecektir. Bölüm 4'te de açıklandığı gibi bu yaklaşım yerel tüketim verileri olmadan kabullere dayalı olarak uygulanmaktadır. Ancak yaklaşım, İzmit Şehrinden gelen verilerle tersten gidilerek uygulanacaktır. Böylece İzmit Şehri için bir tasarım faktörü hesaplanabilecektir.

İlk olarak SCADA sistemi ile bölge regülatöründen ölçülen maksimum saatlik değerler, o saatteki doğal gaz kullanan abonelerin kullandıkları cihazların anma ısı güçleri toplamına bölünmesi ile cihaz eş-kullanım değerleri hesaplanmıştır. Daha sonra hesaplanan bu değerler o gün içindeki minimum saatlik ortalama sıcaklık değerine karşılık çizilmiştir. Şekil 5.6'da Isıtma Tüketicisinin Talebi/Cihaz Giriş Değerine karşılık o gün içindeki minimum saatlik ortalama sıcaklık değerleri gösterilmiştir.

Şekil 5.6'da Isıtma Tüketicisinin Talebi belirlenirken, regülatörden okunan saatlik gaz tüketim değerleri alınarak günlük ortalamaları hesaplanmıştır. Daha sonra doğal gazın alt ısıl değeri olan 8,250 kcal/$m^3$ ile çarpılarak enerji eşdeğeri bulunmuştur. Cihaz Giriş Değeri olarak ise İZGAZ A.Ş.'nin yaptığı anket çalışması göz önünde bulundurularak bütün aboneler için 20,000 kcal/h değeri varsayılmıştır. Bulunan değerler düşey eksende gösterildiği gibi birbirine bölünerek kcal/Mkcal değerlere karşılık aynı gün için meteoroloji istasyonundan alınmış günlük ortalama sıcaklık değerlerine karşılık çizilmiştir.

Şekil 5.6'da görüldüğü gibi İzmit Şehri'nde son 30 yılda ölçülen saatlik en düşük sıcaklık ortalama değeri olan -3.8 $^oC$'deki cihaz eş-zaman kullanım faktörü 0.25'dir. Burada bulunan 0.25 değeri cihaz eş-zaman kullanım faktörüdür ve bu değer seçilen bölgedeki cihazların yüzdesel olarak kapasite kullanım oranlarını ifade etmektedir. Bu değer Bölüm 4.1'de anlatılan yaklaşım 1'de kullanıldığında:

$$\text{Maksimum Saatlik Yük} = \frac{0.25 \times 20{,}000}{8{,}250} = 0.6\,\text{m}^3/\text{h}$$

olarak hesaplanmıştır.

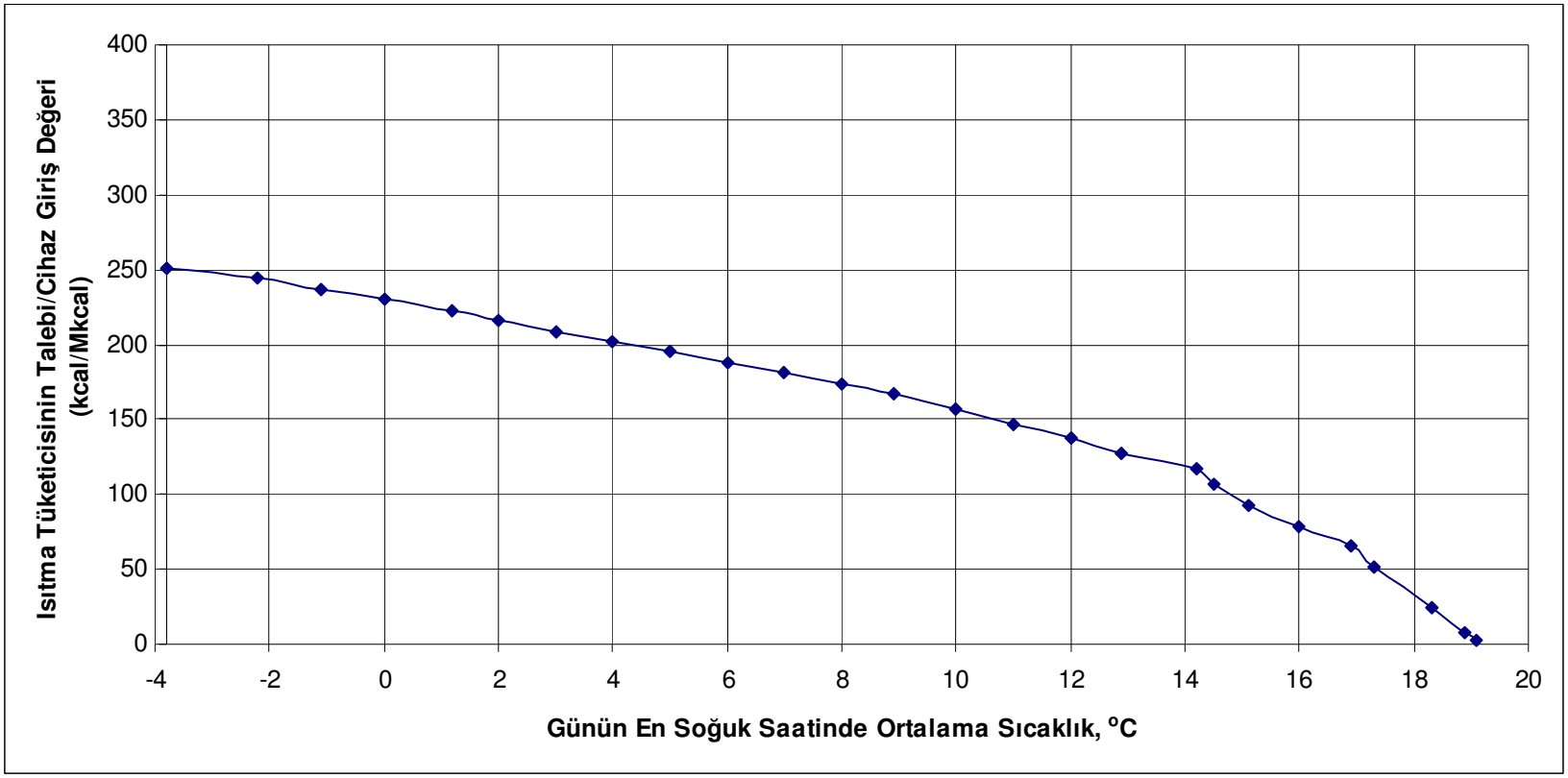
Burada:

0.25 : Cihaz eş-zaman kullanım faktörü (Şekil 5.6'dan)

20,000 : Cihaz Anma Isı Gücü, kcal/h

8,250 : Doğal Gaz Alt Isıl Değeri, kcal/$m^3$'tür.

Şekil 5.6'yı oluşturan gaz tüketim değerleri hem ısıtma ve hem de ısıtma-dışı kullanım için tüketilen gaz miktarını içerdiğinden maksimum saatlik yük (0.6) aynı zamanda tasarım faktörü olarak kullanılabilecektir.




**Şekil 5.6:** Isıtma Tüketicisinin Talebi/Cihaz Giriş Değerine Karşılık - Minimum Saatlik Ortalama Sıcaklık Değerleri

## 5.4 Yaklaşım 2 ile İzmit Doğal Gaz Dağıtım Şebekesi Tasarım Faktörünün Hesaplanması

### 5.4.1 Derece-Gün Hesabı

Derece-gün hesabında aşağıdaki formül kullanılmaktadır [10]:

$$DG = \sum_{j=1}^{N} (T_b - T_o)_j \qquad \textbf{(5.1)}$$

Burada:

DG : Isınma gerektiren derece-gün sayısı (°C-gün)

$T_b$ : Isınma gerektirmeyen (denge) sıcaklık değeri (°C)

$T_o$ : Günlük ortalama dış sıcaklık değeri (°C)

N : Bir yıl içerisinde $T_o < T_b$ olan gün sayısı (gün)

Isınma gerektirmeyen sıcaklık değeri farklı yerleşim bölgeleri için değişiklik göstermektedir. Örneğin, Amerika'da ısınma gerektirmeyen sıcaklık değeri 18.3 °C (65 °F) olarak kabul edilmektedir. Ancak, bu değer Türkiye koşulları için uygun değildir. Türkiye'de resmi kurumlar ve merkezi sistemle ısınan binalar tarafından kullanılan denge sıcaklığı genellikle 19 °C olduğundan, ısınma gerektirmeyen sıcaklık değeri ($T_b$) Türkiye için 19 °C olarak kabul edilmiştir [15]. Bu durumda bir yıl içerisinde ortalama sıcaklık değeri 19 °C'nin altında olan günlerde ısınma gereksinimi olacağı öngörülmüştür.

Örneğin, İzmit şehrinde ortalama sıcaklığı 10 °C olan bir gün için DG değeri 9 °C-gün olmaktadır. Benzer şekilde, ortalama sıcaklığı –1 °C olan bir gün için DG değeri ise 20 °C-gün'dür.

Bu çalışma kapsamında, İzmit Meteoroloji İstasyonu'nda [16] 1995–2005 yılları arasında kaydedilen günlük ortalama sıcaklık değerleri 1,909 °C-gün olarak hesaplanmıştır. Şekil 5.7'de aylar bazında hesaplanan derece-gün değerleri gösterilmiştir.

### 5.4.2 Doğal Gaz Tüketimi Hesabı

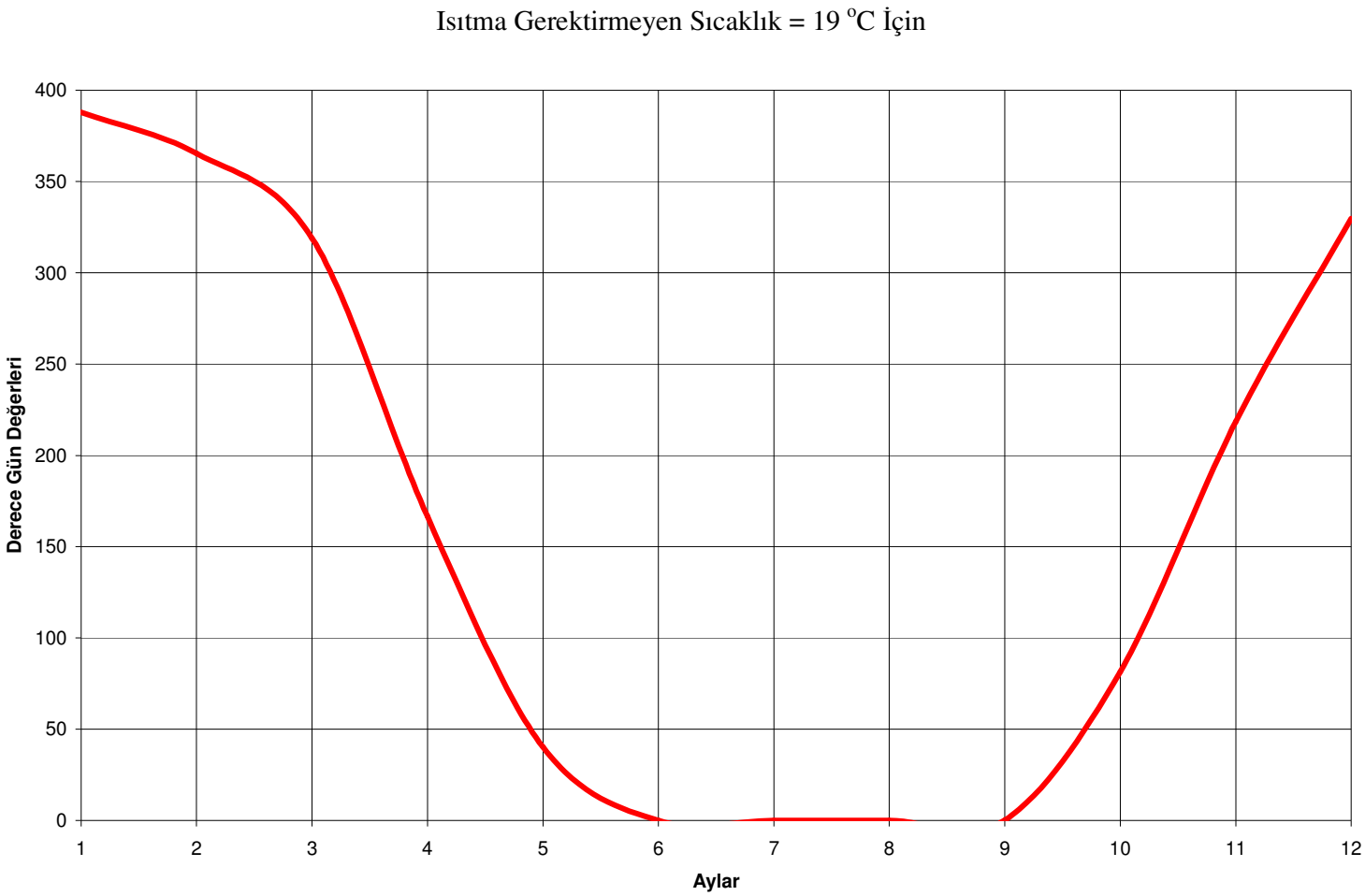
Konutların yakıt gereksinimleri ile ilgili hesaplarda esas alınan faktörler aşağıda verilmiştir:

- Konutun bulunduğu bölgenin yıllık derece-gün değeri,
- Konut alanı,
- Konutun yapısal özellikleri,
- Kullanılan ısıtma sisteminin verimi.

Böylelikle, bir bina için yıllık yakıt yükü Denklem 4.1 kullanılarak hesaplanmaktadır:

Denklem 4.1 kullanılırken aşağıdaki varsayımlar yapılmıştır:

- H değerinin hesaplanmasında doğal gazın alt ısıl değeri (8,250 kcal/m³) esas alınmıştır.
- Doğal gaz kullanan sistemlerdeki yıllık yakıt yakma verimi %72–92 arasında değişmektedir [17] Bu çalışma kapsamında, verim değeri ortalama %80 ($\eta$=0.80) olarak varsayılmıştır.
- İzmit Meteoroloji İstasyonu'nda 1975–2005 yılları arasında kaydedilen günlük ortalama sıcaklık değerlerine göre, İzmit şehri için DG değeri 1,909°C-gün olarak hesaplanmıştır.
- Konutun ortalama ısı kaybı (L), Denklem 5.2 ve 5.3 kullanılarak hesaplanmıştır [18].




**Şekil 5.7:** İzmit Şehri Aylık Derece-Gün Değerleri

$$L = L_i + L_h \quad \textbf{(5.2)}$$

Burada:

L : Ortalama ısı kaybı (W/K)

$L_i$ : İletim yoluyla gerçekleşen ortalama ısı kaybı (W/K)

$L_h$ : Havalandırma yoluyla gerçekleşen ortalama ısı kaybı (W/K)

$$L = \sum (U \times A) + \frac{n_h \times (\rho \times c_p)_{hava}}{3.6} \times V_h \quad \textbf{(5.3)}$$

Burada:

L : Ortalama ısı kaybı (W/K)

U : Isı kaybı katsayısı (W/m².K)

A : Konutta ısı kaybı yaratacak yüzey alanları (m²)

$n_h$ : Hava değişimi sayısı (1/h)

$\rho$ : Havanın yoğunluğu (kg/m³)

$c_p$ : Havanın özgül ısısı (kJ/kg.K)

$V_h$ : Değişen hava kütlesi = 0.8 × bina brüt iç hacmi (m³)

Ortalama ısı kaybı hesaplamaları esnasında aşağıdaki varsayımlar yapılmıştır:

- Hava değişimi sayısı ($n_h$) = 1 olarak kabul edilmiştir.
- $(\rho \times c_p)_{hava}$ ~ 1.2 kJ/m³.K olarak alınmıştır.
- Hesaplama 5 katlı ve 10 daireli bir apartman için yapılmış olup, bu apartmanın boyutları merdiven boşlukları da göz önünde bulundurularak 20 m×11 m×14 m olarak kabul edilmiştir. Her bir konut yaklaşık 100 m²'dir.

- (U×A) hesaplamalarında, konutta ısı kaybı yaratabilecek alanların tavan, zemin, yan duvarlar ve camlar olacağı öngörülmüştür. Bu kapsamda, yan duvarlardaki cam oranının %20 olacağı varsayılmıştır.
- Konutlarda kullanılan camların "tek cam" olacağı varsayılmıştır.
- (U×A) hesaplamalarında kullanılan bina fiziksel ve inşaat özellikleri Çizelge 5.1'de sunulmuştur.
- Bina iç hacmi 20 m×11 m×14 m = 3.080 m³ olarak varsayılmıştır.

Çizelge 5.1'de verilen değerler Denklem 5.3'te kullanıldığında;

$$L = 1,876 + \frac{1\times1.2}{3.6}\times3,080\times0.8 = 2,697$$ W/K = 9,710 kJ/h.K değeri elde edilmektedir.

Elde edilen ortalama ısı kaybı değeri 10 dairenin toplamı için geçerli olup, konut başına düşen ortalama ısı kaybı yaklaşık 971 kJ/h.K olmaktadır.

Hesaplanan L değeri; Denklem 4.1'de kullanıldığında;

$$Q = \frac{971}{34,541\times0.80}\times1,909\times24 = 1,609$$ m³ değeri elde edilmektedir.

Buradaki 34,541 kj/$m^3$ doğal gazın alt ısıl (8,250 kcal/$m^3$) değerinin karşılığıdır.

Bu bağlamda, İzmit şehrinde sadece ısınma amaçlı konut birim doğal gaz tüketimi yaklaşık 1,609 m³/yıl olarak öngörülmüştür. İzmit şehrinde yıllık ortalama konut doğal gaz tüketimi Çizelge 5.2'de de gösterildiği gibi yaklaşık 1,893 m³ olmaktadır.

Aslında gerek ısınma amaçlı gerekse pişirme amaçlı tüketimin bina yalıtım sistemlerinde ve pişirme amaçlı kullanılan donanımların verimliliğinin/etkinliğinin artmasına bağlı olarak yıl bazında belirgin bir düşüş göstereceği açıktır. Buna karşılık halkın gelir ve refah seviyesinin artmasına bağlı olarak sıcak su amaçlı yakıt tüketiminde de yıllara göre bir artış olacaktır. Ancak, toplam yakıt tüketimini oluşturan bu üç faktördeki (ısınma, pişirme ve sıcak su amaçlı tüketim) toplam değişikliğin, başka bir deyişle bu üç faktördeki değişikliklere bağlı olarak toplam

yakıt tüketiminde oluşacak değişikliğin önemli bir etki yaratmayacağı ve dolayısıyla göz ardı edilebilecek kadar düşük olacağı varsayılmıştır.

**Çizelge 5.1:** Binanın Fiziksel ve İnşaat Özellikleri [9,12]

| Yapı | Alan ($m^2$) | Malzeme | İletkenlik (W/m.K) | Kalınlık (m) | U ($W/m^2.K$) | U×A (W/K) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Tavan | 220 | Cam yünü<br>Kumlu beton ve çakıl karışım<br>Sıva | 0.038<br>2.1<br>0.87 | 0.05<br>0.15<br>0.02 | 0.71 | 156 |
| Zemin | 220 | | - | - | 0.12 | 26 |
| Yan duvarlar | 694 | Sıva (iç)<br>Tuğla<br>Yalıtım malzemesi<br>Tuğla<br>Sıva (dış) | 0.87<br>0.5<br>0.046<br>0.5<br>1.4 | 0.02<br>0.09<br>0.02<br>0.19<br>0.02 | 0.96 | 666 |
| Camlar | 174 | Tek cam | - | - | 5.91 | 1,028 |
| **TOPLAM** | | | | | | **1,876** |

**Çizelge 5.2:** İzmit'teki Konutlar İçin Öngörülen Birim Doğal Gaz Tüketim Değerleri

| Doğal Gaz Tüketimi | $m^3$/yıl-abone |
|---|---|
| Isıtma amaçlı (%85) | 1,609 |
| Pişirme ve sıcak su amaçlı (%15) | 284 |
| **TOPLAM** | **1,893** |

### 5.4.3 Saatlik Doğal Gaz Tüketim Değerleri

- Isıtma amaçlı

$$G = \frac{\text{Isitma İçin Yillik Isi Yükü (kWh)}}{\text{Yillik Derece - Gün Toplami}} \qquad \textbf{(5.4)}$$

$$G = \frac{(1{,}609 \times 9.59)}{1{,}909} = 8.083\,\text{kWh/(Derece - Gün)}$$

$$\text{Maksimum Günlük Yük(kWh/gün)} = G(T_d - T_{risk}) \qquad \textbf{(5.5)}$$

burada;

$T_d$ = Denge Sıcaklığı,$^oC$

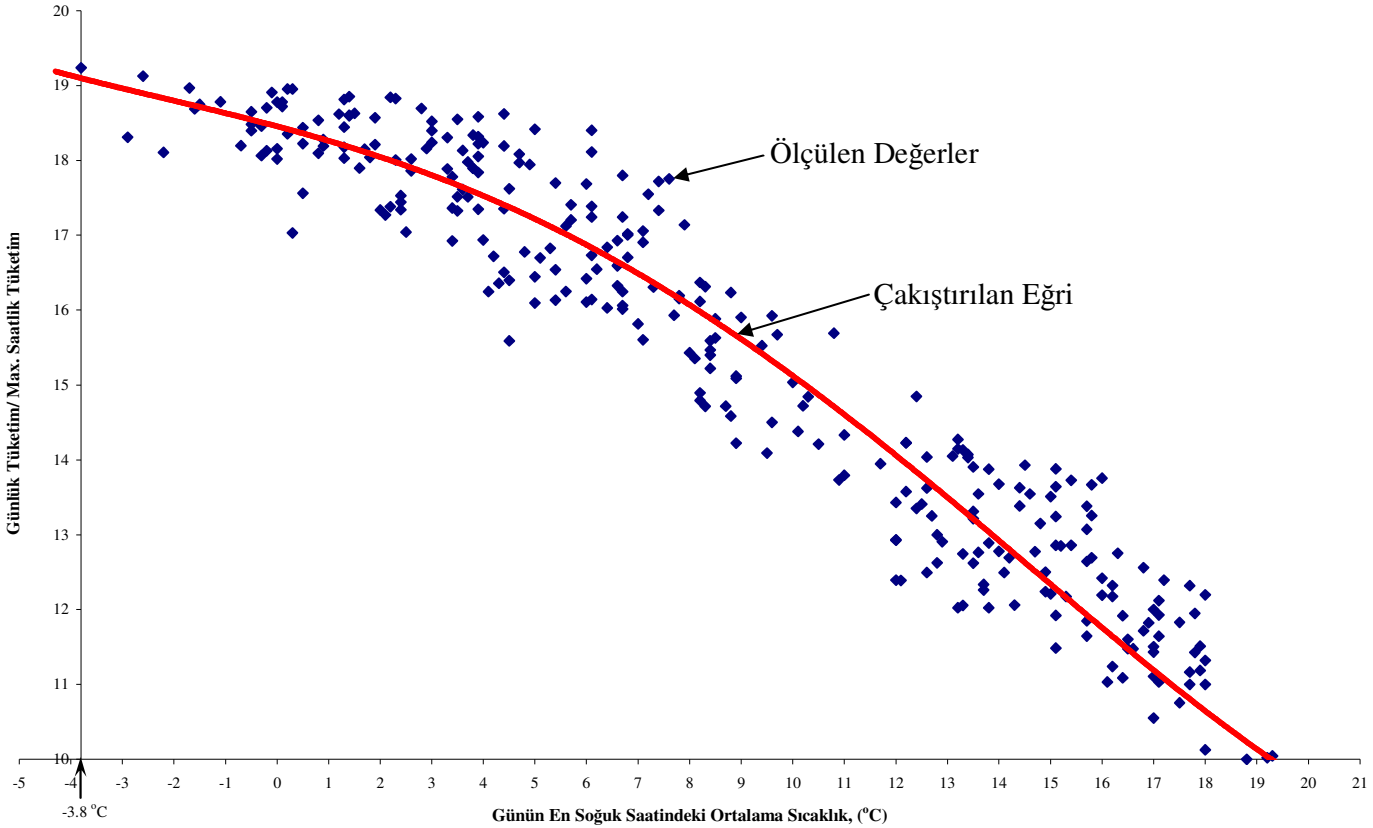
$T_{Risk}$ = %2 olasılıkla en düşük hava sıcaklığıdır. (İzmit için -3.8 $^oC$)

$$\text{Maksimum Günlük Yük} = 8.083 \times (19 - (-3.8)) = 184.29\text{kWh/Gün} = 19.2\,\text{m}^3\text{/gün}$$

$$\text{Isitma icin Saatlik Yük (Kwh)} = \frac{\text{Maksimum Günlük Yük}}{\text{Cihaz Çalisma Süresi}} = \frac{184.29}{19} = 9.7\,\text{kWh} = 1.01\,\text{m}^3\text{/h}$$

Şekil 5.8'de seçilen bölgedeki regülatörden okunan 2002-2005 yılları arasındaki saatlik doğal gaz tüketim bilgileri alınarak, günlük tüketimler o gün içinde oluşan maksimum saatlik tüketime oranlanarak düşey eksen oluşturulmuştur. Daha sonra meteoroloji istasyonundan alınmış günlük ortalama sıcaklık değerlerine karşılık çizdirilmiştir. Cihaz çalışma süresi Şekil 5.8'den de görüleceği üzere 19 saattir ve EPDK pik tüketim hesabında bu kriteri göz önüne almaktadır.

- Pişirme ve sıcak su amaçlı olarak:
  - Pişirme ve sıcak su amaçlı tüketimin yıl içindeki tüketime oranı %15 olacaktır. Bu durumda, pişirme ve sıcak su amaçlı tüketim yaklaşık 284 m³/yıl olacaktır.
  - Pişirme ve sıcak su ihtiyacı 12 ay boyunca mevcuttur.
  - Pişirme ve sıcak su ihtiyacı için günde yaklaşık 4 saat doğal gaz kullanılacağı öngörülmüştür.
  - Yukarıdaki varsayımlar ışığında, pişirme ve sıcak su amaçlı doğal gaz tüketimi yaklaşık 0.20 m³/h olmaktadır.




**Şekil 5.8:** Günlük Tüketim / Mak. Saatlik Tüketim Değerinin – Günün En Soğuk Saatindeki Ortalama Sıcaklığa Göre Değişimi

- Yıl içerisinde maksimum saatlik doğal gaz ihtiyacı ısınma ve pişirme+sıcak su için

  1.01 m³/h + 0.20 m³/h = 1.21 m³/h olmaktadır.

Bulunan 1.21 değeri yılın en soğuk gününde bütün konutların aynı anda ısıtıcılarını, ocaklarını ve şofbenlerini kullandıkları varsayımına göre hesaplanmıştır. Tasarım faktörü hesaplaması yapılırken bir katsayıya yani yılın en soğuk gününde, kullanıcıların yüzde kaçının aynı anda doğal gaz kullanacağı olasılığına (Eş-zaman kullanım faktörü) ihtiyaç duyulmaktadır. Bölüm 5.5'te eş-zaman kullanım faktörünün hesabı için yaklaşım yapılmaktadır.

## 5.5 Eş-zaman Kullanım Faktörünün Hesaplanması

Eş-zaman kullanım faktörü en basit anlamıyla şöyle açıklanabilir; bir grup, sınıf veya sistemin birçok bileşene bağlı olarak tüm bireysel gerçekleşen maksimum taleplerin toplamının maksimum talebe olan oranıdır. Giriş bölümünde de belirtildiği üzere birçok sistem tasarımında eş-zaman kullanım faktörü kullanılmaktadır. Elektrik dağıtım sistemlerinde kullanılan eş-zaman kullanım faktörünün hesabı hiç kuşkusuz doğal gaz dağıtım sistemlerindeki eş-zaman kullanım faktörünün hesaplanmasına benzerlik gösterecektir. Çünkü ikisinde de hesaplanmaya çalışılan değer eş kullanımların hangi anlarda ve miktarda olacağının tespit edilmesidir. Aşağıda elektrik sistemlerinde eş-zaman kullanım faktörünün nasıl hesaplandığını gösteren formül bulunmaktadır [5].

$$CF = \frac{Saatler_{i\ \text{üzerinde ölçülen}}}{Saatler_{\text{i üzerinde pikler}}} \qquad \textbf{(5.6)}$$

- CF = Pik - talep eş-zaman kullanım faktörü
- Saatler $_{\text{i üzerinde pikler}}$ = i devresi ölçümleri sırasında gözlenen pik talep çalıştırılan araçlara göre pik talep süreleri
- Saatler $_{\text{i üzerinde ölçülen}}$ = i devresinde ölçülen toplam pik talep saatleri

Bu bölümde İzmit şehrinin verileri ile doğal gaz dağıtım sistemlerinde eş-zaman kullanım faktörünün hesaplanmasına yönelik yaklaşım geliştirilmiştir.

Hesaplamalarda elektrik dağıtım sistemlerindeki eş-zaman kullanım faktörünün formülü baz alınmış ve formül doğal gaz dağıtım sistemlerine uyarlanmıştır.

Eş-zaman kullanım faktörünün yukarıda gösterilen elektrik dağıtım sistemlerindeki formülüne uygun olarak hesaplanabilmesi için kuşkusuz İZGAZ'ın SCADA sistemini kullandığı tarihlerden sonraki bir tarihteki verilerin alınması ve hesabın bu veriler ile yapılması gereklidir. Bu çalışmada İzmit'in SCADA sistemine tam olarak geçiş tarihi (1998) yani bölge regülatörlerinin saatlik debilerinin tutulmaya başlandığı tarihten sonraki meteoroloji istasyonundan alınan en düşük günlük ortalama sıcaklığın (-3.8 $^{o}$C) gerçekleştiği 23 Mart 2003 tarihindeki veriler kullanılmıştır [16].

23 Mart 2003 tarihindeki bölge regülatöründen okunan en düşük sıcaklıktaki maksimum saatlik tüketim miktarı 2,570 $m^3$/h'dir.

En soğuk günde oluşan maksimum çekiş miktarı toplam BBS değerine bölündüğü taktirde o günde oluşan BBS başına olan pik tüketim değeri hesaplanacaktır. 23 Mart 2003 tarihindeki BBS değeri Şekil 5.1'den de görüleceği üzere 4,014'tür.

$$\text{Maksimum Saatlik Yük Degeri}_{\text{ölçülen}} = \frac{2{,}570}{4{,}014} = 0.64$$

Burada bulunan 0.64 $m^3$/h'lik Maksimum Saatlik Yük Değeri Bölüm 5.3'te tartışılan ve Yaklaşım 1'de belirlenen 0.6 $m^3$/h maksimum saatlik yük değeri ile çakışmaktadır ki buda yaklaşımların uyumlu ve güvenli olduğunu göstermektedir.

Yukarıda da gösterildiği üzere İzmit Şehrinde ki en soğuk günde maksimum saatlik yük değeri (MSYD) 0.64'tür fakat Bölüm 5.4'te hesaplanan maksimum saatlik yük değeri 1.21 dir.

Elektrik sistemlerindeki eş-zaman kullanım faktörü formülünü uyguladığında:

$$\text{MSYD}_{\text{ölçülen}} \times (\textit{Eş}\text{ - zaman kullanim faktörü}) = \text{MSYD}_{\text{hesaplanan}} \qquad \textbf{(5.7)}$$

olacaktır.

Denklem 5.7 uygulandığında:

$$1.21 \times (\text{Eş - zaman kullanim faktörü}) = 0.64$$
$$\Rightarrow (\text{Eş - zaman kullanim faktörü}) = 0.53$$

olarak hesaplanmıştır.

Bölüm 5.3, Şekil 5.6'da belirtilen 0.25 cihaz eş-zaman kullanım faktörü bulunan 0.53 eş-zaman kullanım faktörü ile farklı kavramları ifade etmektedir. 0.53 değeri o bölge için tasarlanmış olan boru hatlarının eş-zaman kullanım faktörünü ifade ederken, 0.25 değeri o bölge içerisindeki her bir abonenin kullandığı cihazların kapasite kullanım oranını ifade etmektedir.

## 5.6 Sonuçların Değerlendirilmesi

Yaklaşım 1'e göre aşağıdakiler bulunmuştur:

1. Şekil 5.6'dan cihaz eş-zaman kullanım faktörü 0.25 okunmuştur.
2. Cihaz anma kapasiteleri ve doğal gaz alt ısıl değeri kullanılarak maksimum saatlik yük ve tasarım faktörü 0.6 $m^3$/h olarak hesaplanmıştır.

Yaklaşım 2'ye göre aşağıdakiler bulunmuştur:

1. İlk olarak yıllık Derece-Gün değeri (1,909) ve yıllık tüketim (ısıtma için 1,609 $m^3$/yıl) hesaplanmıştır.
2. Derece-Gün değerleri ve yıllık tüketim kullanılarak Isıtma Yükü (8.083 kWh/DG) hesaplanmıştır.
3. Maksimum günlük yük (19.2 $m^3$/gün) hesaplanmıştır.
4. Maksimum cihaz çalışma süresi Şekil 5.8'den 19 saat olarak bulunmuştur.
5. Maksimum saatlik ısıtma yükü 1.01 ve ısıtma-dışı yük 0.20 $m^3$/h olarak hesaplanmıştır.
6. Tasarım faktörü 0.64 olarak hesaplanmıştır.
7. Eş-zaman kulanım faktörü 0.53 olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 5.3'te TSE 7363'de verilen 100 daireye kadar olan konutlar için kullanılan eş-zaman kullanım faktörü değerleri verilmektedir. Çizelgede f değerleri eş-zaman kullanım faktörüne karşılık gelmektedir. Çizelgeye göre eş-zaman kullanım faktörünün daire sayısının artmasıyla düştüğü gözlemlenmektedir.

**Çizelge 5.3.** Doğal Gaz Cihazları İçin Eş-Zaman Kullanım Faktörü ve Tüketim Değerleri [11]

| | OCAK | | OCAK + ŞOFBEN | | OCAK+KAT KAL. SICAK SU KOMBİNELİ | | OCAK + KALORİFER | | SOBA | | OCAK+ŞOFBEN+MERKEZİ SU ISITICISI | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Konut Sayısı | f | 1.6 m3/h | f | 1.6+3.2 m3/h | f | 1.6+2.5 m3/h | f | 1.6+3.2 m3/h | f | 3x0.7=2.1 m3/h | f | 1.6+3.2+1.3 m3/h |
| 1 | 0.563 | 0.9 | 0.701 | 3.4 | 0.819 | 3.5 | 0.876 | 4.2 | 0.738 | 1.6 | 0.852 | 5.2 |
| 2 | 0.469 | 1.5 | 0.438 | 4.2 | 0.831 | 7 | 0.773 | 7.4 | 0.559 | 2.4 | 0.59 | 7.2 |
| 3 | 0.375 | 1.8 | 0.347 | 5 | 0.772 | 9.5 | 0.736 | 11 | 0.515 | 3.3 | 0.492 | 9 |
| 4 | 0.328 | 2.1 | 0.281 | 5.4 | 0.719 | 11.8 | 0.729 | 14 | 0.452 | 3.8 | 0.439 | 10.7 |
| 5 | 0.3 | 2.4 | 0.25 | 6 | 0.682 | 14 | 0.7 | 16.8 | 0.419 | 4.4 | 0.41 | 12.5 |
| 6 | 0.27 | 2.6 | 0.218 | 6.3 | 0.67 | 16.5 | 0.677 | 19.5 | 0.4 | 5 | 0.377 | 13.8 |
| 7 | 0.25 | 2.8 | 0.19 | 6.4 | 0.644 | 18.5 | 0.669 | 22.5 | 0.381 | 5.6 | 0.363 | 15.5 |
| 8 | 0.234 | 3 | 0.182 | 7 | 0.625 | 20.5 | 0.651 | 25 | 0.363 | 6.1 | 0.348 | 17 |
| 9 | 0.222 | 3.2 | 0.171 | 7.4 | 0.609 | 22.5 | 0.648 | 28 | 0.349 | 6.6 | 0.337 | 18.5 |
| 10 | 0.212 | 3.4 | 0.162 | 7.8 | 0.597 | 24.5 | 0.625 | 30 | 0.338 | 7.1 | 0.328 | 20 |
| 11 | 0.204 | 3.6 | 0.157 | 8.3 | 0.587 | 26.5 | 0.62 | 32.7 | 0.329 | 7.6 | 0.316 | 21.2 |
| 12 | 0.197 | 3.8 | 0.147 | 8.5 | 0.579 | 28.5 | 0.616 | 35.5 | 0.325 | 8.2 | 0.309 | 22.5 |
| 13 | 0.187 | 3.9 | 0.141 | 8.8 | 0.566 | 30.2 | 0.611 | 38.1 | 0.318 | 8.7 | 0.303 | 24 |
| 14 | 0.183 | 4.1 | 0.133 | 9 | 0.557 | 32 | 0.607 | 40.8 | 0.309 | 9.1 | 0.294 | 25.1 |
| 15 | 0.179 | 4.3 | 0.131 | 9.5 | 0.552 | 33.9 | 0.602 | 43.3 | 0.303 | 9.5 | 0.29 | 26.5 |
| 16 | 0.171 | 4.4 | 0.127 | 9.8 | 0.548 | 35.9 | 0.598 | 45.9 | 0.297 | 10 | 0.287 | 28 |
| 17 | 0.169 | 4.6 | 0.122 | 10 | 0.545 | 38 | 0.593 | 48.4 | 0.294 | 10.5 | 0.285 | 29.6 |
| 18 | 0.163 | 4.7 | 0.121 | 10.5 | 0.542 | 40 | 0.588 | 50.8 | 0.285 | 10.8 | 0.283 | 31.1 |
| 19 | 0.161 | 4.9 | 0.118 | 10.8 | 0.539 | 42 | 0.583 | 53.2 | 0.28 | 11.2 | 0.278 | 32.2 |
| 20 | 0.156 | 5 | 0.114 | 11 | 0.524 | 43 | 0.578 | 55.5 | 0.278 | 11.7 | 0.275 | 33.6 |
| 22 | 0.15 | 5.3 | 0.108 | 11.5 | 0.521 | 47 | 0.574 | 60.6 | 0.272 | 12.6 | 0.27 | 36.2 |
| 24 | 0.145 | 5.6 | 0.104 | 12 | 0.508 | 50 | 0.568 | 65.6 | 0.262 | 13.2 | 0.262 | 38.4 |
| 26 | 0.141 | 5.9 | 0.1 | 12.5 | 0.499 | 53.2 | 0.564 | 70.4 | 0.254 | 13.9 | 0.259 | 41 |
| 28 | 0.138 | 6.2 | 0.095 | 12.8 | 0.49 | 56.3 | 0.559 | 75.1 | 0.248 | 14.6 | 0.257 | 44 |
| 30 | 0.133 | 6.4 | 0.093 | 13.5 | 0.477 | 58.7 | 0.555 | 79.9 | 0.246 | 15.4 | 0.251 | 46 |
| 35 | 0.125 | 7 | 0.066 | 14.5 | 0.461 | 66.2 | 0.548 | 92.2 | 0.234 | 17.2 | 0.244 | 52 |
| 40 | 0.121 | 7.8 | 0.062 | 15.8 | 0.451 | 74 | 0.543 | 104.3 | 0.226 | 19 | 0.233 | 57 |
| 45 | 0.115 | 8.3 | 0.077 | 16.8 | 0.441 | 81.4 | 0.537 | 116 | 0.22 | 20.8 | 0.23 | 63 |
| 50 | 0.11 | 8.8 | 0.074 | 17.8 | 0.433 | 88.8 | 0.531 | 127.4 | 0.211 | 22.2 | 0.226 | 69 |
| 55 | 0.105 | 9.3 | 0.072 | 19 | 0.427 | 96.3 | 0.525 | 138.6 | 0.206 | 23.9 | 0.221 | 74 |
| 60 | 0.102 | 10 | 0.069 | 20 | 0.421 | 103.6 | 0.52 | 149.8 | 0.202 | 25.5 | 0.219 | 80 |
| 65 | 0.1 | 10.5 | 0.067 | 20.9 | 0.417 | 111.1 | 0.517 | 161.3 | 0.196 | 26.8 | 0.214 | 85 |
| 70 | 0.096 | 11 | 0.065 | 22 | 0.413 | 118.5 | 0.514 | 172.7 | 0.193 | 28.5 | 0.211 | 90 |
| 75 | 0.095 | 11.5 | 0.063 | 23.4 | 0.409 | 125.8 | 0.511 | 184 | 0.19 | 30 | 0.208 | 95 |
| 80 | 0.093 | 12 | 0.062 | 23.8 | 0.406 | 133.2 | 0.508 | 195.1 | 0.185 | 31.2 | 0.205 | 100 |
| 85 | 0.091 | 12.5 | 0.061 | 24.9 | 0.403 | 140.4 | 0.506 | 206.5 | 0.181 | 32.4 | 0.203 | 105 |
| 90 | 0.09 | 13 | 0.06 | 25,S | 0.401 | 148 | 0.504 | 217.7 | 0.177 | 33.6 | 0.2 | 110 |
| 95 | 0.088 | 13.5 | 0.059 | 26.9 | 0.399 | 155.4 | 0.502 | 228.9 | 0.174 | 34.8 | 0.198 | 115 |
| 100 | 0.087 | 14 | 0.058 | 27.8 | 0.397 | 162.8 | 0.5 | 240 | 0.171 | 36 | 0.196 | 120 |

## 6. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Doğal gazın diğer enerji kaynaklarına göre avantajları nedeni ile zaman içinde oluşan hızlı talep artışları günümüzde iki önemli sorunu gündeme getirir: (1) var olan sistemin, artan ısıtma ve endüstri yükünü karşılamak için zorlanması, (2) dağıtım hattının yeni alanlara ve yerleşim yerlerine uzatılması. İki sorunda temel olarak birbirine benzemektedir. Yeterli gazın verilmesi ve gazın tüketiciye her zaman yeterli basınçta verilmesi koşullarını sağlanmak zorundadır. Var olan dağıtım şebekeleri tasarım koşullarını doğal olarak etkiler. Tüm bu noktalar göze alınarak denebilir ki bu hızlı talep artışları ile beraber sistemlerin daha etkin, güvenli, doğan ihtiyaçları karşılayabilecek ekonomik tasarımları zorunlu olmuştur. Bundan dolayıdır ki özellikle şehir içi dağıtım hatlarının planlanmasında, modellenmesinde en önemli faktörlerden olan tasarım faktörü ve eş–zaman kullanım faktörü ortaya çıkmaktadır.

Bu amaçla çalışma içinde yöntem olarak, tasarım faktörünün belirlenmesi ve standartlaştırılmasına yönelik olarak iki ayrı yaklaşım incelenmiştir. İlk yaklaşım uyarınca günün en soğuk saatinde ortalama sıcaklık-ısıtma tüketicisinin talebi verileri incelenerek tasarım faktörü 0.60 $m^3/h$ olarak bulunmuştur. İkinci yaklaşımda ise derece-gün değerleri kullanılarak maksimum saatlik tüketim hesabı yapılmış, 1.21 $m^3/h$ değeri bulunmuştur. Ancak bu değer tüm sistem elemanlarının aynı anda çalışmaları durumunu ifade ettiğinden bu noktada bir eş-zaman kullanım faktörünün gerekliliği ortaya çıkmıştır. Bu amaçla eş-zaman kullanım faktöründen yola çıkılarak İzmit şehri için ölçülmüş son 30 yılın en soğuk günündeki ortalama sıcaklık değerindeki (-3.8 $^oC$) maksimum saatlik tüketim miktarı (0.64 $m^3/h$) alınarak öncesinde hesaplanan 1.21 $m^3/h$ (pik tüketim) değerine bölünerek eş-zaman kullanım faktörü 0.53 bulunmuştur.

Eş-zaman kullanım faktörünün doğru kullanılmasıyla doğal gaz boru hatları hem düşük maliyetle hem güvenli tasarlanabilecektir. Bu tip bir düzenleme aynı zamanda makro anlamda milli servet artışı anlamına da gelmektedir. Doğru eş-zaman kullanım faktörü kullanılarak varılan tüketim değerleri, özel şirketler ve devlet için gerekli bütçe ayarlamalarının yapılabilmesini sağlayabileceği gibi doğal gaz alım satım sözleşmelerinin de sağlıklı yapılmasını sağlayabilecektir. Kısacası uzun vade de ileriyi görme şansını kişiler ve kurumlara verebilecektir.

Burada verilen sonuçlar İzmit 30. Bölge'den alınan gerçek veriler kullanılarak elde edilmiştir. İzmit içinde diğer bölgeler için ve İzmit dışındaki diğer şehirler içinde değerlendirme yapılarak benzer yaklaşımın kullanılması ve daha genel sonuçların elde edilmesi önerilmektedir.

Bu tezde verilen çalışma tasarım faktörünü ve eş-zaman kullanım faktörünü gerçek/ölçülen verilerle analiz ederek Türkiye'de gerçekleştirilmiş ilk çalışmadır.

## KAYNAKLAR


**[1] Satman, A.,** 2006, Türkiye'de Doğal Gaz Notları, İTÜ.

**[2] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu,** 2006, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Resmi İnternet Sitesi, www.epdk.org.tr.

**[3] Quinby, R., ve Diğerleri,** 1949, Report of Subcommittee on Customer Load Characteristics., A.G.A. Proc.: 77-129.

**[4] G.A. Bur.,** 1956, Load Characteristics of Gas Heating Customers: Rept.2., New York.

**[5] Louis St.,** 2004, "An Application of Bary Curves To Develop Coincident Demands", Potomac Electric Power Company Load Research Department, AEIC Load Research Conference, Missouri, USA, July 19-21

**[6] American Gas Association.,** 1965. *Gas Engineers Hanbook,* The Industrial Press, New York.

**[7] International Energy Agency,** Natural gas distribution : focus on western Europe, IEA Publications, Brüksel.

**[8] Doğal Gaz Piyasası Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği,** 2006, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Resmi İnternet Sitesi, www.epdk.org.tr.

**[9] Bean Bradley B.,** 1997, Gasworks 7.0 User's Manual, Colorado.

**[10] Katz, D.L., Cornell, D, Kobayashi, R., Poettmann, F.H., Vary, J.A., Elenbaas, J.R., and Weinaug, C. F.,**1959, *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw-Hill Book Company, New York, 656.

**[11] TSE 7363** Doğal Gaz-Bina İç Tesisatı Projelendirme ve Uygulama Kuralları, Aralık 1990, Ankara.

**[12] TSE 825** Binalarda Isı Yalıtım Kuralları, Nisan 1998, Ankara.

**[13] Kazazoğlu, S. ve Ayav, T.,** 1997 "Otomasyon Veri Toplama ve Kontrol Sistemleri", 5. *Otomatik Kontrol Semineri Bildiriler Kitabı,* 7-9 Mayıs 1997, Yorum Ofset, Tarsus.

**[14]** İzmit Doğalgaz Projesi Alt Yapı ve Şebekesinin Deprem Sonrası Durumu, 1999**,** *Tesisat Dergisi*, 44, 21–22.

**[15] Sarak, H. ve Satman, A.,** 2001, "Türkiye için Tahmini Konutsal Doğal Gaz Tüketim Potansiyeli", 13. Uluslararası Petrol Konferansı ve Sergisi, Ankara.

**[16] Devlet Meteoroloji İşleri (DMİ) Genel Müdürlüğü,** 2006, *İzmit Meteoroloji İstasyonu Uzun Yıllar Meteoroloji Bülteni* (1995-2005).

**[17] Sarak, H. ve Satman, A.,** 2003, "The Degree-day Method to Estimate the Residential Heating Natural Gas Consumption in Turkey: A Case Study", Energy 28 (2003), 929-939.

**[18] Durmayaz, A., Kadıoğlu, M. ve Şen, Z.,** "2000, An Application of the Degree-Hours Method to Estimate the Residential Heating Energy Requirement and Fuel Consumption in Istanbul", *Energy 25 (2000)*, 1245-1256.