

**SCADA SİSTEMLERİ VE DOĞALGAZ
UYGULAMALARI**

**T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON MERKEZİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Mak. Müh. Serkan KELEŞER
Enstitü No : 503951091**

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 22 Ocak 2001

Tezin Savunulduğu Tarih : 19 Şubat 2001

Tez Danışmanı

: Prof Dr. Aydın HIZAL

Diğer Jüri Üyeleri

: Prof Dr. Can ÖZSOY

: Prof Dr. Mete ŞEN

OCAK 2001

ÖNSÖZ

Gaz dağıtım şebekeleri enerji sektörünün en önde gelen örneklerindendir. Gaz dağıtım şebekelerinin oldukça geniş alanlara yayılmış olması nedeniyle gerek işletmesinin kontrolünün temini, gerekse ciddi boyutlarda potansiyel bir risk taşınması, gerektiğinde şebeke imkanlarına göre belirli zamanlar içinde müdahale seçeneklerine çok hızlı cevap verecek sistemlerin getireceği kolaylık SCADA uygulamalarının oldukça cazip olmasının temel sebepleri olarak görülmektedir. Gaz taşıma ve dağıtım boru hatları diğer dağıtım şebekelerinden iki temel noktada önemli fark taşır. Bu iki fark risk faktörünün yüksekliği ve şebekedeki bir arıza durumunda boru hattı sisteminin stabilitesini kazanması için gereken işlemlerin çokluğu ve buna bağlı olarak zaman probleimidir.

Yirminci yüzyılın son çeyreğinde bilgi ve iletişim tekniklerindeki gelişmelere paralel olarak sistemlerin kontrollerini sağlayan ve işletmecilikte önemli bir hale gelmiş olan müdahale teknolojileri arasında SCADA uygulamaları daha yeni ve güncel bir yeri vardır. Bu sistemlerin hangi kontrol elemanlarından oluştuğu, işletilmesinin nasıl yapıldığı, uygulanabilme sınırlarının bilinmesi oldukça önem kazanmaktadır.

SCADA sistemi ve doğalgaz uygulaması başlığı altında düzenlenen bu tezin hazırlanmasında, her türlü teşvik ve desteği veren, bilgi ve tecrübelerinden istifade ettiğim kıymetli hocam, Prof. Dr. Aydın HIZAL beye teşekkürlerimi sunarım.

Ayrıca çalışmalarım esnasında yardımlarını esirgemeyen KAYGEB elemanlarına, yardım ve sabırlarından dolayı kıymetli eşime ve aileme teşekkürlerimi sunarım.

Ocak 2001

Serkan KELEŞER

İÇİNDEKİLER

Sayfa No:

ÖNSÖZ.....	ii
TABLO LİSTESİ.....	viii
ŞEKİL LİSTESİ.....	ix
SEMBOL LİSTESİ.....	x
ÖZET.....	xi
SUMMARY.....	xiii
BÖLÜM.1	
GİRİŞ.....	1
BÖLÜM 2.	
SCADA SİSTEMİ VE ELEMANLARI.....	4
2.1. Scada Sistemi	4
2.2. Bilgi Toplama ve Denetleme Sistemleri	7
2.2.1. RTU' nin işlevleri.....	8
2.2.1.1. Bilgi toplama ve depolama.....	8
2.2.1.2. Kontrol.....	10
2.2.1.3. Gösterim.....	10
2.2.1.4. Arıza yerinin tespiti ve giderilmesi.....	10
2.2.2. Ana Bölümleri.....	10
BÖLÜM 3.	
SCADA SİSTEMİ ÖRNEĞİ: İGDAŞ SCADA SİSTEMİ.....	12
3.1. Projenin Amacı.....	12
3.2. Projenin Kapsamı ve Tarihçesi.....	14
3.3. Sistemin Temel İşlevleri.....	17
3.3.1. Genel	17
3.3.2. Sistemin Otomatik İşlevleri.....	18
3.3.4. Alarm Durumları	19
3.4.1. Gaz alarmı	19
3.4.2. Bakım alarmı	20

3.4.3. Sistem bakım alarmı	20
3.5. İşletme	22
3.6. Sistem Elemanlarının Tanıtımı ve Fonksiyonu.....	23
3.6.1. RTU	23
3.6.2. Sensörler.....	25
3.6.2.1. Giriş basıncı sensörü.....	28
3.6.2.2. Diferansiyel basınç sensörü.....	29
3.6.2.3. Metan(Doğal gaz) algılama sensörü.....	30
3.6.2.4. Emniyet vanası konum sensörü.....	30
3.6.2.5. Çıkış basıncı sensörü.....	31
3.6.2.6. Sıcaklık sensörü.....	32
3.6.2.7. Kapı sensörü.....	33
3.6.3. RTU Saha Ölçüm İşlemi.....	33
3.6.3.1. Hazırlık.....	33
3.6.3.2. Uygulama.....	34
3.6.3.3. Çıkış.....	37
3.7. Proje Yönetimi.....	37
3.7.1.1 Projenin detaylı tanımlanması.....	37
3.7.1.2. Projeye eleman atanması ve bir komisyon/çalışma grubu kurulması	39
3.7.1.3. Danışman seçimi.....	39
3.7.1.4. Fizibilite raporu	39
3.7.1.5. Proje bütçe planı.....	39
3.7.1.6. Kontrol merkezi gereksinimleri (yer, bina, güç kaynağı, vs.).....	40
3.7.2. Şartnamelerin Hazırlanması.....	40
3.7.2.1. Ticari şartlar.....	40
3.7.2.2. Teknik spesifikasyonlar.....	41
3.7.2.3. Diğer bilgiler.....	41
3.7.3. Sistemin İhalesi.....	42
3.7.3.1. Ön yeterlilik	42
3.7.3.1.1. Tekliflerin incelenmesi.....	42

3.7.3.1.2. Değerlendirme kriterlerinin saptanması.....	43
3.7.3.1.3. Ön eleme.....	43
3.7.3.1.4. Tekliflerin açıklığa kavuşturulması.....	43
3.7.3.1.5. Detaylı değerlendirme ve seçim.....	44
3.7.3.1.6. Kontratın imzalanması.....	44
3.7.4. Sistemin Tasarımı ve Kurulması.....	45
3.7.4.1 Tasarım ve iş programı	45
3.7.4.2. İşlevsel tasarım değerlendirmeleri	45
3.7.4.3. Eğitim.....	46
3.7.4.4. Fabrika kabul testleri.....	46
3.7.4.4.1. Yazılım.....	47
3.7.4.4.2. Donanım	47
3.7.4.4.3 Uygulama programları	47
3.7.4.5. Sistemin kurulması.....	47
3.7.4.6. Saha kabul testleri.....	48
3.7.5. Sistemin İşletilmesi Ve Son Kabul	48
3.7.5.1. Yararlı kullanım oranı (Availability test).....	48
3.7.5.2. Garanti.....	49
3.7.5.3. Bakım ve yedek parça.....	49

BÖLÜM 4.

KONTROL MERKEZİ MİMARİSİ.....	51
4.1. Kontrol Merkezinin Görevleri.....	51
4.2. Kavramlar.....	51
4.3. Donanım Parçaları.....	52
4.3.1. Bilgisayarlar.....	53
4.3.1.1. Giriş birimi.....	53
4.3.1.2. Depolama üniteleri.....	53
4.3.1.3. Çıkış birimi	53
4.3.1.4. Ana bellek.....	54
4.3.1.5. Bellek erişim denetleyicisi.....	54
4.3.1.6. Merkezi işlem birimi.....	55
4.3.2. Giriş – Çıkış birimleri.....	55

4.3.3. Depolama birimleri.....	56
4.3.4. Yedekleme birimleri.....	56
4.4. İşletim sistemi.....	57
4.4.1. Tek görevli ve tek kullanıcıli iletişim sistemi.....	57
4.4.2. Çok görevli ve çok kullanıcıli işletim sistemi.....	57
4.5. Bilgisayar çeşitleri.....	58
4.5.1. Mainframe bilgisayarlar.....	58
4.5.2. Mini bilgisayarlar.....	58
4.5.3. Kişisel bilgisayarlar.....	58
4.5.4. Süper mini bilgisayarlar.....	59
4.6. Konfigürasyonlar.....	59
4.7. İletişim ağları.....	59
4.7.1. Yerel İletişim ağları.....	60
4.7.2. Geniş ağları.....	61
4.8. Performans analizi.....	62
4.9. Güvenirlilik.....	62
4.9.1. Az güvenilir sistemler.....	62
4.9.2. Cold - Standby sistemler.....	62
4.9.3. Hot - Standby sistemler.....	62
4.9.4. Dual - Redundant sistemler.....	63
4.9.5. Fault - Tolerant sistemler.....	63
4.9.6. Multi bilgisayar sistemleri.....	63

BÖLÜM 5.

GENEL TANIMLAR KURALLAR VE DONANIMLAR	64
5.1. Giriş	64
5.2. Sistem Tipleri	64
5.2.1. Gaz toplama sistemi.....	64
5.2.2. Arıtma ünitesi	65
5.2.3. Ana boru (transmisyon) hattı	66
5.2.4. Gaz dağıtım sistemi	66
5.3. Dizayn İçin Lokasyon (Mahal) Sınıfları	66
5.4. Boru Dizayn Formülü	67

5.5. Gaz Transmisyon Sistemleri	69
5.5.1. Yön seçimi	69
5.6. Boru Hatlarının Tehlikelerden Korunması	70
5.6.1. Tabii tehlikeler	70
5.6.2. Su altı geçişleri	70
5.6.3. Su erozyonu	71
5.6.4. Kaza	71
5.6.5. Deniz aşırı sahalar	71
5.6.6. Alt-üst yapı alanları ve geçişleri.....	71
5.7. Boru Hattı Vanaları	72
5.8. Gaz Toplama Sistemleri	73
5.8.1. Yoğuşma oluşumu	73
5.8.2. Hidrat oluşumu	73
5.8.3. Çok fazlı akış	74
5.9. Çap Seçimi Ve İstasyon Konulması	76
5.10. Gaz dağıtım hatları	77

BÖLÜM 6.

SONUÇLAR VE DEĞERLENDİRME.....	80
KAYNAKLAR.....	83
ÖZGEÇMİŞ.....	84

TABLO LİSTESİ

Tablo 5.1: Boyuna Bağlantı Faktörü	68
Tablo 5.2: Çelik Boru Sıcaklık Faktörü	68
Tablo.5.3: Projelendirme faktörünün inşaat sınıfına göre değişimi	68
Tablo 5.4: Vanaların yerleştirilme aralıkları	72



ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 2.1 SCADA sisteminin gerekliliği.....	5
Şekil 2.2. Scada sistemi.....	6
Şekil 3.1. Scada sisteminin gerekliliği.....	14
Şekil 3.2. Scada sistem konfigürasyonu.....	16
Şekil 3.3. Değişik bölgelere ait alarm sayıları.....	21
Şekil 3.4. Ematel 900’de veri akışı.....	23
Şekil 3.5. RTU ölçüleri.....	24
Şekil 3.6. RTU’nun iç ve dış görünüşü.....	25
Şekil 3.7. RTU’nun bölümleri.....	26
Şekil 3.8. Bölge Regülatör İstasyonunda kullanılan sensörler ve istasyondaki yerleri.....	27
Şekil 3.9. Basınç sensörleri ve boyutları.....	29
Şekil 3.10. Diferansiyel Basınç sensörü ve boyutları.....	30
Şekil 3.11. Metan Sensörü ve boyutları.....	31
Şekil 3.12. Sıcaklık sensörü ve boyutları.....	32
Şekil 3.13. Kapı siviçi ve boyutları.....	33
Şekil 3.14. Proje safhaları.....	38
Şekil 3.15 Scadadan veri alma ve örnek değerler.....	50
Şekil 4.1. İGDAŞ SCADA sistemi kontrol merkezi.....	52
Şekil 4.2. Bilgisayar birimleri arasındaki ilişki.....	52
Şekil 4.3. Merkezi kontrol birimleri.....	59
Şekil 4.4. Yerel iletişim ağı.....	60
Şekil 4.5. Geniş iletişim ağları.....	61
Şekil.5.1: Doğal Gaz Boru Hattı ve Dağıtım Boru Hattı Tipik Şebeke Diagramı ve esas donanımı	65
Şekil .5.2: Çok Fazlı Akış Şekilleri	75
Şekil .5.3: Gaz transmisyon hatları maliyeti ile boru çapı ilişkisi.	76
Şekil.5.4: Toplam basınç kaybı 13 mmSS olan servis hatlarında toplam gaz akışı.	78
Şekil.5.5: Toplam basınç kaybı 8 mmSS olan servis hatlarında toplam gaz akışı	78

SEMBOL LİSTESİ

P	: Basınç	(Bar)
S	: Minimum akma sınırı	(N/mm ²)
E	: Boyuna bağlantı faktörü	(Boyutsuz)
F	: Dizayn faktörü	(Boyutsuz)
T	: Sıcaklık faktörü	(Boyutsuz)
t	: Nominal et kalınlığı	(mm)
D	: Çap	(m)
U	: Sistemin sorunsuz çalıştığı süre	(sn)
D	: Sistemin çalışmadığı süre	(sn)

SCADA SİTEMİ VE DOĞALGAZ UYGULAMASI

ÖZET

SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition), Uzaktan Kontrol, Gözlem ve Veri İşleme Sistem olup, modern hayatla karşımıza çıkan bir olgudur. İnsanların büyük kentlere göç etmesiyle birlikte, şehirlerin nüfusu hızla artmaya başlamıştır. Artan nüfusa paralel olarak, insanların rahat ve konforlu bir yaşam sürmeleri için gerekli olan ısı, ışık ve enerji gibi ihtiyaçları da hızla artmıştır. İhtiyaca cevap vermesi için insanların hizmetine sunulan dağıtım şebekeleri hantallaşmış, işletimi, kontrol ve denetimi zorlaşmıştır. İşte bu noktada, zorlukların çözümünde SCADA sistemi ortaya çıkmıştır.

Büyük bir dağıtım şebekesine sahip olan İGDAŞ'ın (İstanbul Gaz Dağıtım Anonim Şirketi); kaliteli ve kesintisiz hizmet, emniyetli gaz dağıtımı ve tüketimi, sürekli büyüyen ve gelişen şebeke, insanların güveni ve daha çok insana ulaşma gibi amaçlarına SCADA sistemi büyük katkılar sağlayacaktır.

Bunlara paralel olarak, bu çalışmayla, ülkemizde fazla bilinmeyen, yaygın olarak kullanılmayan SCADA'nın tanıtımı, önemi, uygulama alanları, dağıtım şebekelerindeki yeri ve İGDAŞ uygulamasının tanıtımı amaçlanmıştır.

Bu amaca yönelik, SCADA sisteminin tanımı, uygulama alanları, sistem ve elemanlarının tanıtımı, elemanların sistemdeki yeri, önemi ve özellikleri, çalışma şekilleri, kontrol merkezinin yapısı, kontrol merkezinde bulunan enstrümanların fonksiyon ve yapılarının yanısıra, bir SCADA projesinin safhaları, ihale şartları, şartnamelerin hazırlanması, test, ön kabul ve kesin kabüllerin yapılması ilk bölümlerde anlatılmıştır.

Planlama, dizayn, imalat, işletme ve bakım parametrelerinin hepsi gaz sistemlerinin ömürlerinin uzamasında önemli etkenlerdir. Bu durum gaz borulama sistemlerinde projenin her aşamasında kabul edilebilirliğini, emniyetini denetleyen bir nokta olarak düşünülmesinde fayda vardır.

Son bölümlerde ise; SCADA'nın İGDAŞ uygulaması anlatılmıştır. Sistemin kuruluş amacı, şebekeye kazançları, sistemin tarihçesi, fonksiyonları, yapısı, işletilmesi, sistem elemanlarının yapısı ve fonksiyonları, saha ölçüm işlemleri anlatılmıştır.

SCADA SYSTEM AND NATURALGAS APPLICATION

SUMMARY

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), system which is a phenomenon, that appears with the modern life. The population in cities has grown with the immigration from the country side. The need for light, heating energy for an easy and comfortable life has increased. With the increase in population the distribution networks to provide the needs to the people, were answered by then the SCADA system has appeared.

SCADA system would provide high contribution to İGDAŞ of which objectives are; Quality and non-stop service, safety gas distribution and consumption and also the network is constantly enlarging , improving and gaining public confidence.

And also with this application the introduction of SCADA which is not nation wide, the importance, application field and its role in the distribution network has been considered.

Towards the aim in the first part it was stated that the definition of SCADA system, application field, the introduction at the system and the staff, the role of staff, the importance features, the way of their work, the structure of control center, the function of the instruments, the phases of the project of the SCADA, the adjudication condition, the preparation of the contract, test, pre and definite acceptance.

Planning and design, construction, operating and maintenance all have a part to play in ensuring that gas systems have long life. This is considered some of the points that have to be taken into account at each stage of project'life to safeguard the considerable investment in these assets.

In the last part, the İGDAŞ application of SCADA. It was pointed out that the aim of the system foundation. The contribution to the network, the history of the system, functions, structure administration the structure and function of the system elements and the are measurement.



BÖLÜM 1

GİRİŞ

Boru hatlarının bir bilgisayar yardımıyla modellenerek takibinin yapılması tekniği; modern dijital sistemlerin, yüksek kapasitede tam ve doğru bilgi toplama kabiliyetini kullanarak, boru hattının durumunu hemen ve yeterli bir doğrulukta, küçük veri alma bilgisayarları yardımıyla, elde etme özelliklerini kullanan ve SCADA sisteminin temeli olan tekniktir. Bir boru hattı üzerindeki data istasyonları, data girişleri, geçici boru modellerinin sürekli kontrolü, rutin kaçak kontrollerinin takibi gibi bütün sistemin unsurları, SCADA sisteminin kontrolü altında tutulur. Bunlara ek olarak, daha kompleks boru hatlarında işletme senaryolarının tahmine dayalı analizi bir model sistem için çalışmayan adam ve makine parametresini içeren, en düşük maliyetli işletme için bir optimizasyon elde etmede de kullanılır.

Sistem büyüklüklerinin temininde kullanılan ticari ve genel programlar vardır. Bu programlardan elde edilen veriler hep aynı verilerdir. Ancak sistemlerin farklılığı ve farklı işletme gerekleri, SCADA yazılımlarında bazı farklılıklar gerektirmektedir. Dünyada standart SCADA paketi sağlayan bir çok firma vardır. Her boru hattı, boru hattının karakteristikleri, donanımlarının yerleşimi, akışkanın özellikleri ve işletmecinin kendi talepleri nedeniyle farklılıklar gösterir. Tecrübeler, bir SCADA sistemi kurulurken ilk başta belirlenen sistem ve denetim yönteminde bazı küçük isteklere ve karşılaşılan çok sayıdaki probleme bağlı olarak adaptasyon süreci diye adlandırılabilen bir sürece ihtiyaç gösterirler.

Şebekeler her türlü bilgi ve enerjiyi taşımak amacıyla kullanılan proses ve işlemlerden oluşan ortamlardır. Bu bağlamda şebeke malzeme taşınması (katı, gaz, sıvı), enerji ve bilgi taşıma ve dağıtma işlemlerinde kullanılan her türlü ekipmanı kapsayan sisteme verilen genel isimdir.

Taşıma işlemi kaynaktan tüketiciye yapılırken depolama, saklama ve talebe bağlı değişimlerin optimal olarak karşılanması istenir. Arz / talep ilişkisi şebekelerin boyutlandırılması ve işletilmesinde temel etkenlerdir. Böylece üretim ve depolama boyutlarının referans değerleri rahatlıkla saptanabilir.

Bir dağıtım şebekesinin işletim ve yönetiminde esas alınan temel, eldeki veri ve bilgilerin doğru ve hızlı olarak gerekli merkezlere ulaşmasıdır. Gerçek zamanlı kontrol ve izleme sistemlerin uygulanmaması durumunda, konvansiyonel kontrol sistemleri ile bilginin hızla bir merkeze ulaşması mümkün değildir. Bundan başka, şebekenin tek bir merkezden bütün olarak kesintisiz ve sürekli izlenmesi ancak gerçek zamanlı Uzaktan Kontrol, Gözlem ve Veri İşleme Sistemleriyle (SCADA) gerçekleştirilebilir.

Dağıtım şebekelerine ait elemanlar genellikle büyük coğrafi alanlara dağılmış durumdadırlar, bunun sonucunda otomasyon ve kontrol elemanlarıyla, işletim personelinin farklı konumlarda olmasının gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Böylece insan ve makine arasında bir bilgi taşıma ortamının da kullanılması zorunlu hale gelmektedir.

İşte bu gereksinmeyi, bir çok değişik fonksiyona sahip şebekelerde, uzun yıllardan beri kullanılan, güvenilirliğini ve fonksiyonelliğini ispatlamış, günümüzde çok daha yaygın hale gelen ve teknolojik açıdan büyük mesafeler alan SCADA sistemi rahatlıkla sağlayabilmektedir.

Özellikle, gaz sektöründe SCADA sistemi çok daha büyük öneme sahiptir. İGDAŞ gibi geniş yerleşim alanlarına gaz dağıtımı yapan, emniyet ve kesintisiz hizmetin esas olduğu şebekelerde, SCADA sistemi kaçınılmaz olmaktadır.

Teknolojik yeniliklere açık, kendi kendini yenileyebilen, bir çok uygulama alanına sahip SCADA sistemi, ülkemizde de, özellikle dağıtım şebekelerinde, geniş

kullanım alanı bulacak ve şebekenin işletimi, güvenliği ve hizmet kalitesinin artırılmasında büyük rol oynayacaktır.



BÖLÜM 2

SCADA SİSTEMİ VE ELEMANLARI

2.1. Scada Sistemi

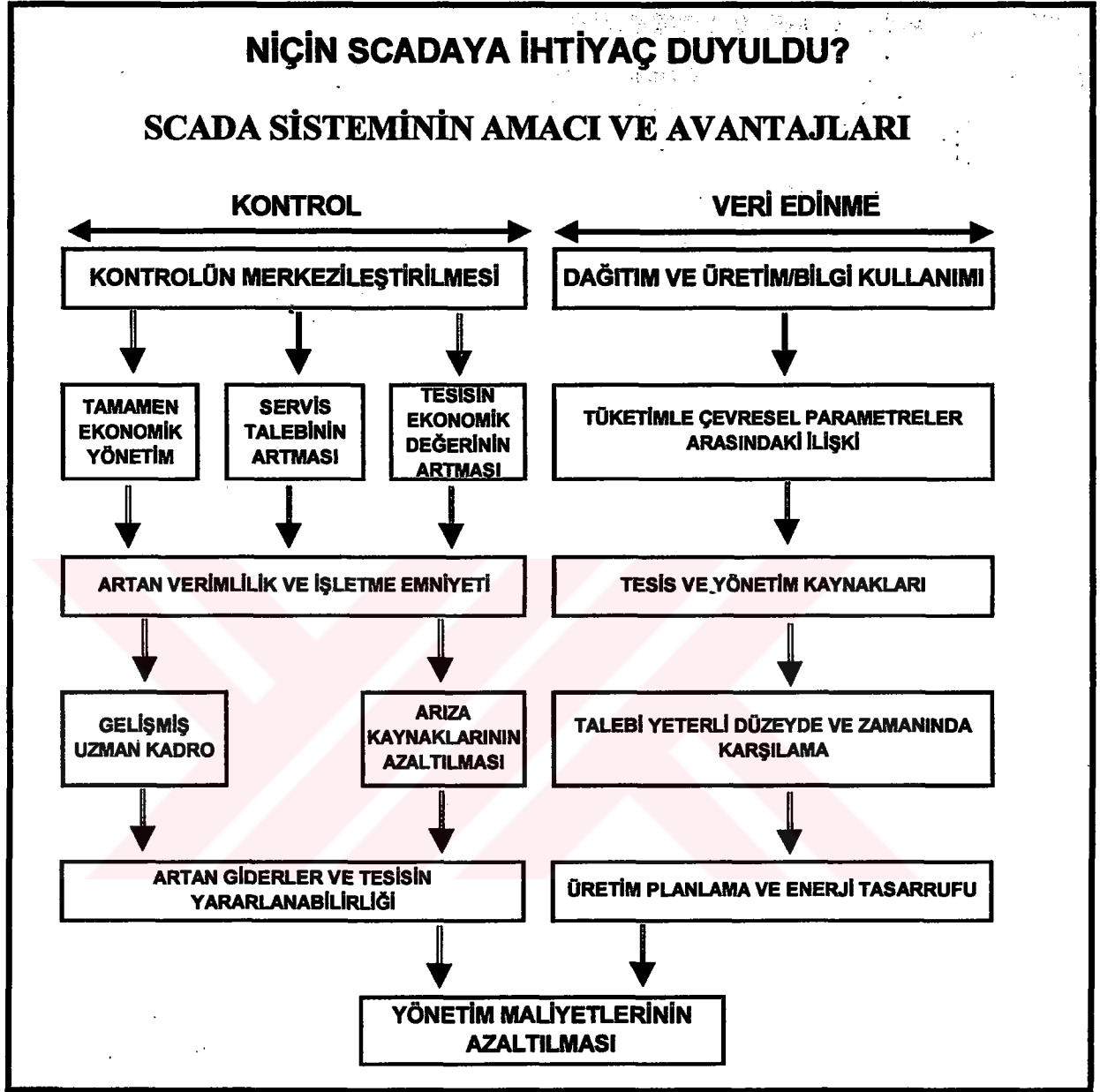
SCADA, İngilizce “Supervisory Control And Data Acquisition” , “Denetlemeli Kontrol ve Veri Edinme” kelimelerinin baş harflerinden oluşan bir sözcük olup; yerel terminal ünitelerinin prosten topladığı saha verilerinin merkezi bilgisayarlara, işlenmesi için gönderildiği, burada şebeke operatörleri tarafından anlaşılabilir şekilde görüntü ve mesajlara dönüştürülerek işlem gördüğü ve saklandığı sistemlerdir. Kısaca: Uzaktan gözlem, kontrol ve veri işleme merkezi olarak adlandırılabilir.

Temel bölümleri ise şunlardır

- 1- Saha izleme ve kontrol cihazları
- 2- Saha (uzak) terminal üniteleri (RTU: Remote Terminal Unit)
- 3- Veri taşıma ortamı
- 4- Haberleşme ara yüzeyi
- 5- Merkezi bilgisayar ve yan üniteleri

SCADA sisteminin temel işlevi

-İnsan faktörü ile doğabilecek hatalardan kaçınılarak şebekelere acil müdahale imkanı vermek suretiyle yüksek bir işletim emniyetinde en az işletme maliyetiyle gerçekleştirmektir.

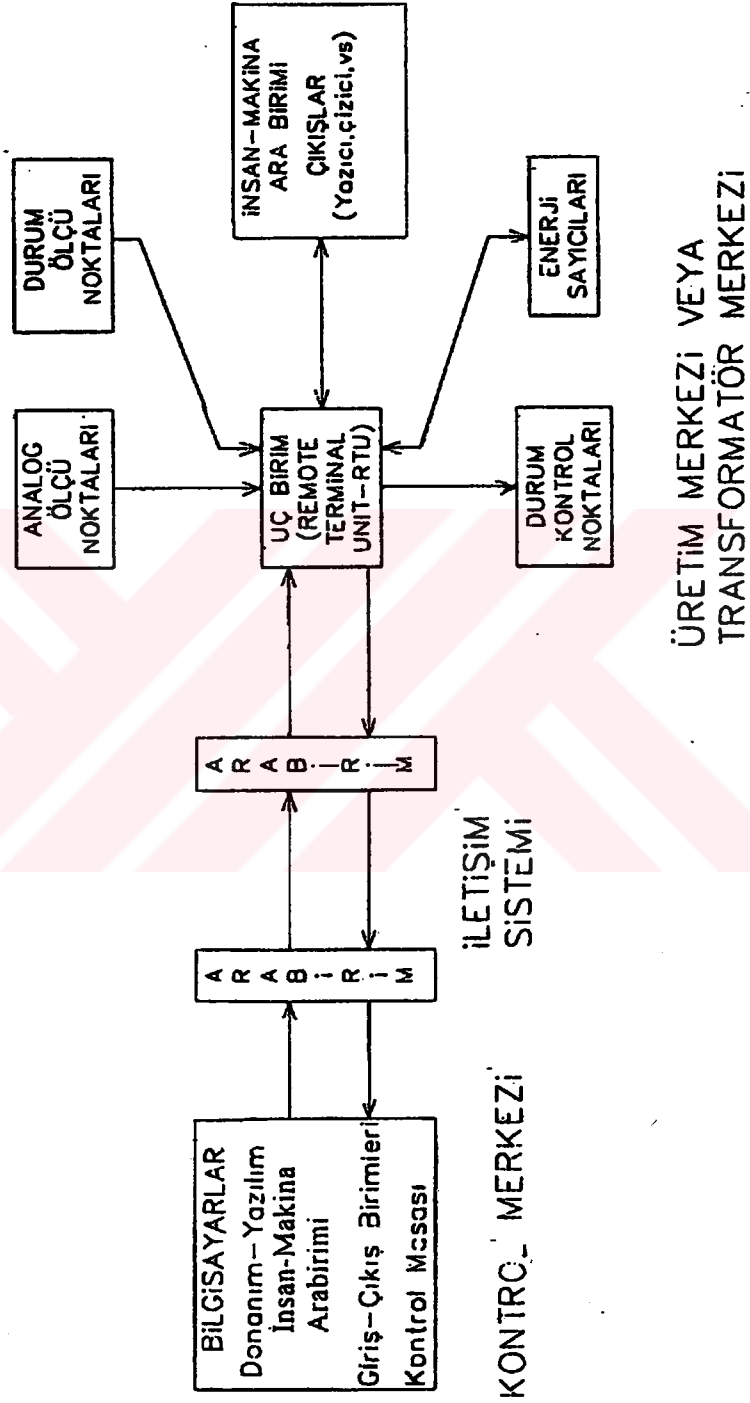


Şekil 2.1.SCADA sisteminin gerekliliği

Şebekelerin otomasyon ve kontrolü özellikle şu sektörlerde öneme sahip olmaktadır:

- Elektrik dağıtım ağları
- Gaz Şebekeleri
- Petrol ürünleri dağıtım şebekeleri
- Su, atık su, kanalizasyon şebekeleri
- Bölgesel ısıtma sistemleri

- Trafik yönetim sistemleri
- Veri iletişim şebekeleri



Şekil 2.2. Scada sistemi

2.2. Bilgi Toplama Ve Denetleme Sistemleri

Şebekelerin otomasyonu düşüncesi, günümüzde bilhassa gelişmiş ülkelerde yaygın hale gelerek uygulama alanı bulmuştur. Bir ülkenin belirli bölgelerinde veya bütününde şebeke donelerinin gerçek zamanlı olarak izlenmesi mikroişlemci, telekomünikasyon ve bilgisayar teknolojileri geliştikçe çok daha mümkün boyutlara ulaşmaktadır. Bilgi toplama ve denetleme birimleri böyle bir izleme sisteminde ana elemanlardan biri olarak karşımıza çıkmaktadır.

SCADA sistemini bir insan vücuduna benzetecek olursak; Bilgi Toplama ve Denetleme Birimi, bu insanın duyu organlarına karşılık gelmektedir. Yani sistemin algılamayla ilgili bütün fonksiyonları bu birim tarafından gerçekleştirilmektedir. İlerleyen sayfalarda bu sistemin SCADA yapısında ne anlama geldiğini ve ne işe yaradığını göreceğiz.

RTU, SCADA terminolojisinde sıkça kullanılan bir kısaltmadır. İngilizce de "Remote Terminal Unit" olarak geçen terime karşılık gelmektedir. Türkçe'ye ise "Uzaktan Algılama Ünitesi", "Uzaktan İzleme ve Denetleme Ünitesi" ya da "Bilgi Toplama ve Denetleme Birimi" gibi terimlerle çevrilebilir. Bir SCADA sisteminde, gerek teknisyen ve mühendis gerekse işletmeci için aynı derecede önem taşıyan temel özellik, bilgilerin doğru biçimde toplanması ve gerekli kontrollerin doğru ve zamanında gerçekleşmesidir. O halde RTU için şöyle bir resmi tanım verebiliriz: Bir şebekede bulunan sistem değişkenlerini toplayan, gerektiğinde depolayan, ayrıca bu bilgileri kontrol merkezine, belirli bir iletişim ortamı yolu ile gönderen bir SCADA birimidir.

Günümüzde RTU'lar mikro işlemciler sayesinde giderek daha ekonomik, esnek ve daha akıllı hale gelmektedir. Temel fonksiyonları aynı kalmış olmasına karşın, RTU'lar gün geçtikçe artan kullanıcı isteklerine cevap verebilecek şekilde geliştirilebilmektedirler.

RTU'nun görevlerine geçmeden önce ilk olarak RTU' nun sistem içindeki yerine kısaca göz atalım.

Bir SCADA sisteminde birkaç kontrol merkezinden söz edilirken, aynı sistemdeki RTU sayısı 100'leri bulabilmektedir. Dolayısıyla RTU'lar sistemin, taşınabilirlik, güvenlik, ve bilhassa maliyet gibi mühim parametrelerinin doğrudan belirleyicisi olmaktadır. RTU'ların mümkün olduğu kadar küçük boyutta ve o bölgenin doğal koşullarına dayanıklı şekilde üretilmeleri elzem olmaktadır.

Eğer bir sistemin kontrolü ve gözlemi için, hali hazırda sahip olunan cihazlardan daha büyük cihazlar kullanılıyorsa, hem maliyet hem taşınabilirlik açısından kurulan sistem önemli bir dezavantaja sahip demektir. Oysa RTU'lar ve onlara ait bilgi toplama modülleri, tali merkezlerde en fazla 1,5 - 2 m. yüksekliğe sahip olabilirler. Tali merkezin boyutlarıyla karşılaştırıldığında bu rakamlar oldukça makul görülmektedir.

2.2.1. RTU'nin işlevleri

Tanımdan da anlaşılacağı üzere RTU'nun en mühim iki görevi, bilgi toplamak ve gerekli kumandaları gerçekleştirmektir. Bu iki görev, RTU' nun zamandan bağımsız olan yani değişmeyen özelliklerindendir. Ancak RTU'ların kullanıcılara daha verimli hizmet etmeleri öngörüldüğünde, bu fonksiyonlara zamanla bir yenisi daha eklenmiştir. Bu da tali merkez seviyesinde gösterimdir.

2.2.1.1. Bilgi toplama ve depolama

Bilgi Toplama ve Depolama, RTU'nun temel işlev olarak doğru ve zamanında yapması gereken en önemli görevidir. Yani bir RTU' nun kumanda olanakları kısıtlı olabilir, güvenlik sebebiyle kimi kontroller ana merkezden, kimisi tali merkezden verilebilir ama bu işlevden ödün verilmesi söz konusu değildir. RTU gerek bölge operatörünün gerekse bağlı bulunduğu ana merkezlerin ihtiyacı olan tüm bilgileri toplar ve bu şekilde fiber seviyesindeki otomasyonun ilk prensibi gerçekleştirilmiş olur.

RTU'da toplanan değerler gerekirse bir ön işlemeden geçirilir. Ön işlemeden kasıt, bilgilerin kullanıcı tanımlı hale getirilmesi olayıdır. Yani analog bir değer ya da bilgi, sayısal bilgiye çevrildikten sonra RTU' da oluşturulmuş bir veri tabanı vasıtasıyla, o değere ait sınır değerlerle bir karşılaştırmaya veya matematiksel bir hesaplamaya tabi tutulabilir.

Ayrıca buradan o bilginin kontrol merkezine gönderilmeye değer bir bilgi olup olmadığı da ortaya çıkar. Mesela uzun süre aynı değerde seyreden bir bilgiyi her ölçüldüğünde kontrol merkezine göndererek iletişim kanalını meşgul etmektense, sadece bir değişiklik olduğunda göndermek daha mantıklı ve pratik olmaktadır. Buna, İngilizce'de "Ayıklamalı raporlama" anlamına gelen "Report-by-exception" denmektedir.

Ön işlemeden sonra bu bilginin yer alacağı son aşama ise, o anda kontrol merkezine gönderilmesi yada daha sonra gönderilmek üzere RTU da oluşturulmuş bir kütüğe oluş sırasına göre kaydedilmesidir. SCADA terminolojisinde buna "Sequence - of - events tagging" denir ve bilgilerin RTU' da veya Kontrol Merkezinde olsun belirli bir zaman hassasiyetine göre rapor edilmesi anlamına gelir. Bu hassasiyet tipik olarak durum değerleri için 1 msn, analog değerler için 20 msn'dir. Örneğin bir butonun açması ile diğer butonun kapanması arasında 1 msn den daha çok bir zaman farkı varsa, bu iki olayın aynı zamanda değil farklı zamanlarda gerçekleştiğinin operatör tarafından bilinmesi mümkün olmalıdır. Bu şekilde bir depolama işlemi sayesinde bir gün içinde hangi olayın, tam olarak ne zaman ve kaç defa gerçekleştiği Bölge Kontrol Merkezi tarafından rahatlıkla izlenebilmelidir. Bu SCADA gibi gerçek zamanlı (real - time) bir sistemde mutlaka bulunması gereken bir özelliktir.

2.2.1.2. Kontrol

Bu da ilk görev gibi RTU'da sağlıklı ve kesinlikle titizce yapılması gerekli bir başka özelliktir. Uzaktan kumandalı olarak örneğin; bir valfi, vanayı, ayırıcıyı açmak - kapatmak vb. kumandalar RTU tarafından gerçekleştirilir.

2.2.1.3. Gösterim

RTU' nun son yıllarda popüler olmaya başlayan bir diğer görevi ise, bütün bu işlevlerin doğru şekilde yerine getirildiğine dair bölge operatörüne kanıt sunmasıdır. Operatör, gerek ekrandan gerekse çıktı olarak kağıt üzerinden durumu gözlemleyebilmektedir.

2.2.1.4. Arıza yerinin tespiti ve giderilmesi

Şebekelerde arıza yerinin tespiti ve giderilmesinin zorluğu düşünülürse, RTU'nun bu hususta sunacağı hizmetin önemi daha iyi anlaşılır.

Arıza yeri, RTU cihazına bağlı Arıza Ara Birimi ve muhtemel arızalar için uygun noktalara yerleştirilen, Arıza Algılayıcı Modüller sayesinde kolayca tesbit edilebilmektedir.

2.2.2. Ana Bölümleri

Belirtilen görevleri yerine getirmek için RTU 6 ana bölüme ihtiyaç duyar.

İletişim ünitesi: Bu ünite RTU ile iletişim ortamı arasında bir köprü rolü oynar. Bu iletişim ortamları birden çok olabilir.

Ana işlemci ünitesi: Bu ünite, tüm RTU'nun beyni durumundadır. Diğer ünitelerde varlığı tartışılabilen ya da hiç gerekmeyen mikroişlemci tabanlı bir mimari, bu kısımda kuşkusuz mevcuttur. RTU 'nun ulaşabildiği tüm noktalarda ilgili bilgilerin bulunduğu bir veri tabanını saklayan hafıza birimi de bu mimaride yer almıştır.

Giriş – çıkış izolasyon ünitesi: Bir çok RTU'da Giriş ve İzolasyon üniteleri iç içe olup, genellikle birliktelik içermektedir.

Test ünitesi: SCADA RTU'sunun fonksiyonlarını yerine getirip getirmediği Test Ünitesi tarafından gerçek zamanlı olarak izlenir.

Kullanım arabirimi ünitesi: Tali istasyon bilgilerinin sadece Kontrol Merkezinde kullanıcıya sunulması düşüncesi yıllarca korunmuş olmasına rağmen modern bir çok RTU'da artık Kullanıcı Ara Birimine gerek duyulduğu anlaşılmıştır.

Güç kaynağı ünitesi: Güç kaynağı tali merkezde genellikle hazır durumda bulunan 24 V, 48 V yada 125 DC kaynaklarını kullanır ve tüm diğer üniteleri besler. Ayrıca istasyonda yedekte kullanılmak üzere standartlar dahilinde belirlenmiş 250 V ve 24 V DC olmak üzere iki çeşit kaynak daha vardır.



BÖLÜM 3

SCADA SİSTEMİ ÖRNEĞİ: İGDAŞ SCADA SİSTEMİ

3.1. Projenin Amacı

- 1-Doğal gaz şebekesini daha güvenli hale getirmek,
- 2-Uzaktan gözlem, kontrol ve veri toplamak,
- 3-İşletme verimliliğini artırmak,
- 4-İGDAŞ'ın enerji pazarındaki payını arttırmak gibi nedenler sayılabilir.

Bu amaçların gerçekleştirilmesi şu faydaları sağlayacaktır:

1) SCADA sisteminin kullanılmadığı uygulamalarda şebekenin emniyetini sağlamak için oldukça önemli sayıda personelin, - problem olsun olmasın - şebekenin kontrolü için görevlendirilmesi gerekir. Sağlıklı bir SCADA uygulamasıyla birlikte alarm personelinin sadece sorun olan veya olabilecek durumlarda olay mahalline gitmesi sağlanacak. Bu da gereksiz kontrolleri ortadan kaldıracak, kontrolde görevlendirilen personel sayısında ciddi bir azalmaya sebep olacaktır.

2) Alarm durumları SCADA'nın kullanılmadığı uygulamalarda, ancak olay başladıktan sonra şans eseri bir İGDAŞ görevlisinin durumu fark etmesi veya vatandaşların fark edip İGDAŞ'a iletilmesiyle öğrenilmektedir. Dolayısıyla olay tehlikeli boyut kazanmadan önlem almak veya meydana gelmiş problemlerin haber alınması ve problemle ilgili birimlerin bilgilendirilmesi uzun süre alabilmektedir. Bu da ciddi vakalarda can ve önemli miktarda mal kaybına neden olabilir.

İyi işleyen bir SCADA'nın devreye girmesiyle birlikte stratejik noktalara yerleştirilen sahadan bilgi toplama üniteleri (RTU) vasıtasıyla şebeke 24 saat kontrol edilecektir. Bu sayede şebekede en küçük normal dışı hareket bile SCADA tarafından tespit edilerek, çoğu zaman nedenleriyle ve en açık adresleriyle birlikte ilgili ekibe bildirilecektir. Bu da olaya müdahale süresini minimize edecektir.

3) Sürekli şebekedeki gazın istenilen niteliklerde olup olmadığını kontrol ederek doğal gaz müşterilerine taahhüt edilen kalitede gazın sağlanmasına olanak tanıyacaktır. Bu da İGDAŞ'ın enerji pazarındaki payını artırmasına yardımcı olacaktır.

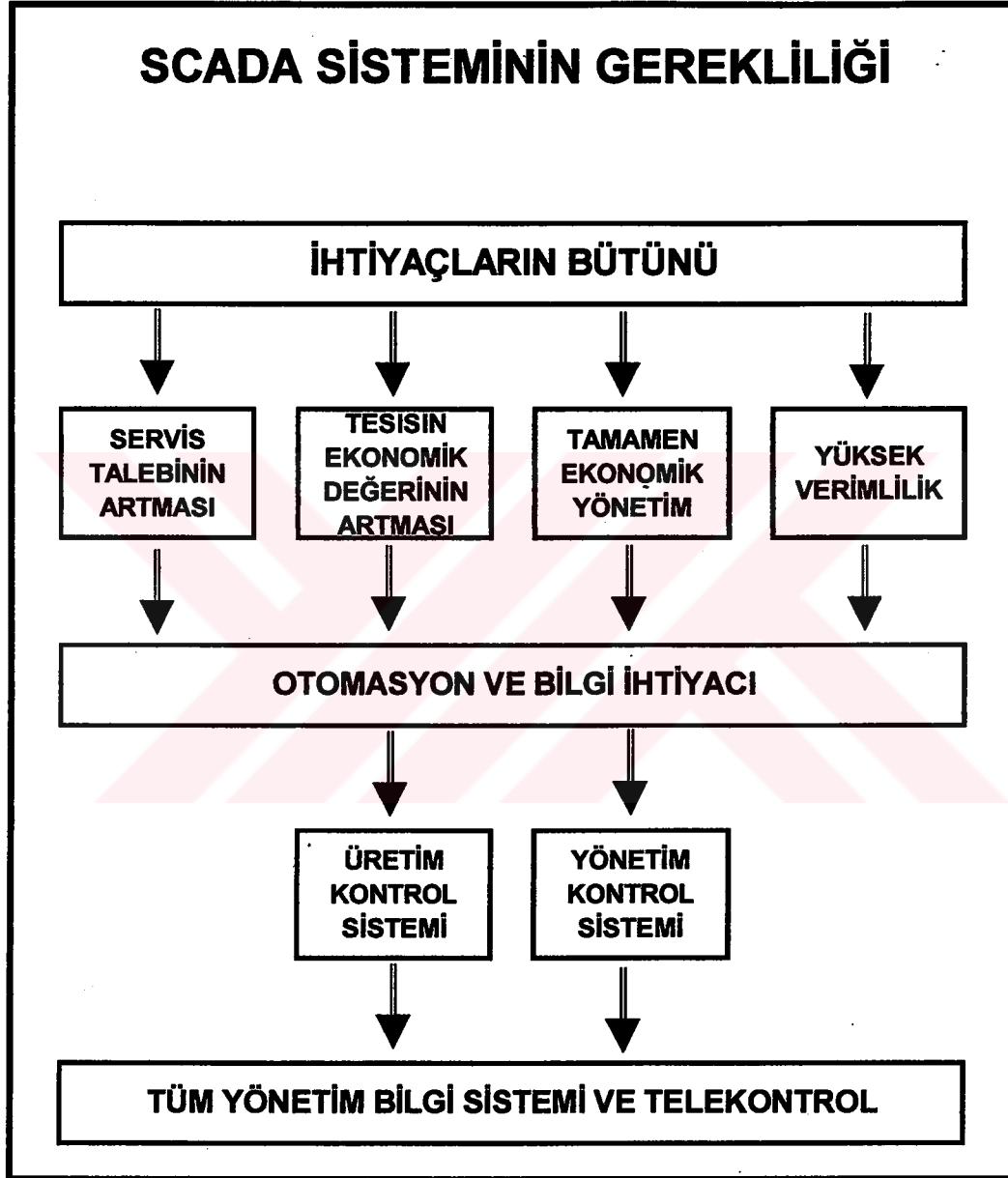
4) Enerjinin sürekliliği olcukça önemli bir konudur. SCADA sürekli şebekeyi kontrol ederek bir problem olması halinde ilgili birimleri bilgilendirerek sorunun giderilmesi sağlanacak veya sorunun o anda giderilmesi mümkün değilse ilgili müşteriler aranarak tedbir almaları için uyarılacaktır. Böylece enerjinin kesilmesi halinde oluşabilecek zararlar minimize edilerek doğal gazın pazar payının artmasına katkıda bulunacaktır.

5) SCADA sistemi vasıtasıyla şebekeden alınan istatistiki veriler kullanılarak şebekenin en verimli şekilde kullanımı sağlanacaktır. SCADA sistemi vasıtasıyla şebekeden alınan veriler sayesinde talebin hangi bölgelerde yoğun olduğu kolaylıkla tespit edilerek gerekli yerlere yatırım yapılması sağlanacak ve işletme gereksiz yatırım masraflarından kurtarılacaktır.

6) Doğalgaz, ucuzluğu ve çevre dostu olması nedeniyle kullanıcılar için oldukça cazip bir yakıt olmasına rağmen patlama özelliği nedeniyle İstanbul halkını biraz ürkütmektedir. SCADA'nın sağlıklı ve yeterince hızlı çalışan sistemi ile maksimum can ve mal güvenliği sağlanarak doğal gazın enerji pazarındaki payı artırılacaktır.

7) SCADA sistemine geçilmesiyle personel belli görevler üzerinde yoğunlaşacak ve bir alarm durumunda SCADA ilk etapta, en kısa sürede, en iyi şekilde can ve mal emniyetini sağlayacak ekibe haber vererek bu konuda gerekli bilgi ve teçhizata sahip olmayan ekiplerin müdahalesini engelleyerek hem çalışanları hem de halkın en iyi şekilde can ve mal emniyetini temin edecektir.

8) Özellikle ciddi durumlarda SCADA merkezi bir operasyon merkezi gibi kullanılabilir.



Şekil 3.1. Scada sisteminin gerekliliği

3.2. Projenin Kapsamı ve Tarihçesi

- 113 adet bölge regülatörü

- 19 adet müşteri regülatörü (çelik hat üzerindikiler)
- 3 adet vana grubu
- 1 adet ana giriş vanası (Botaş-Esenyurt/Dolayoba)

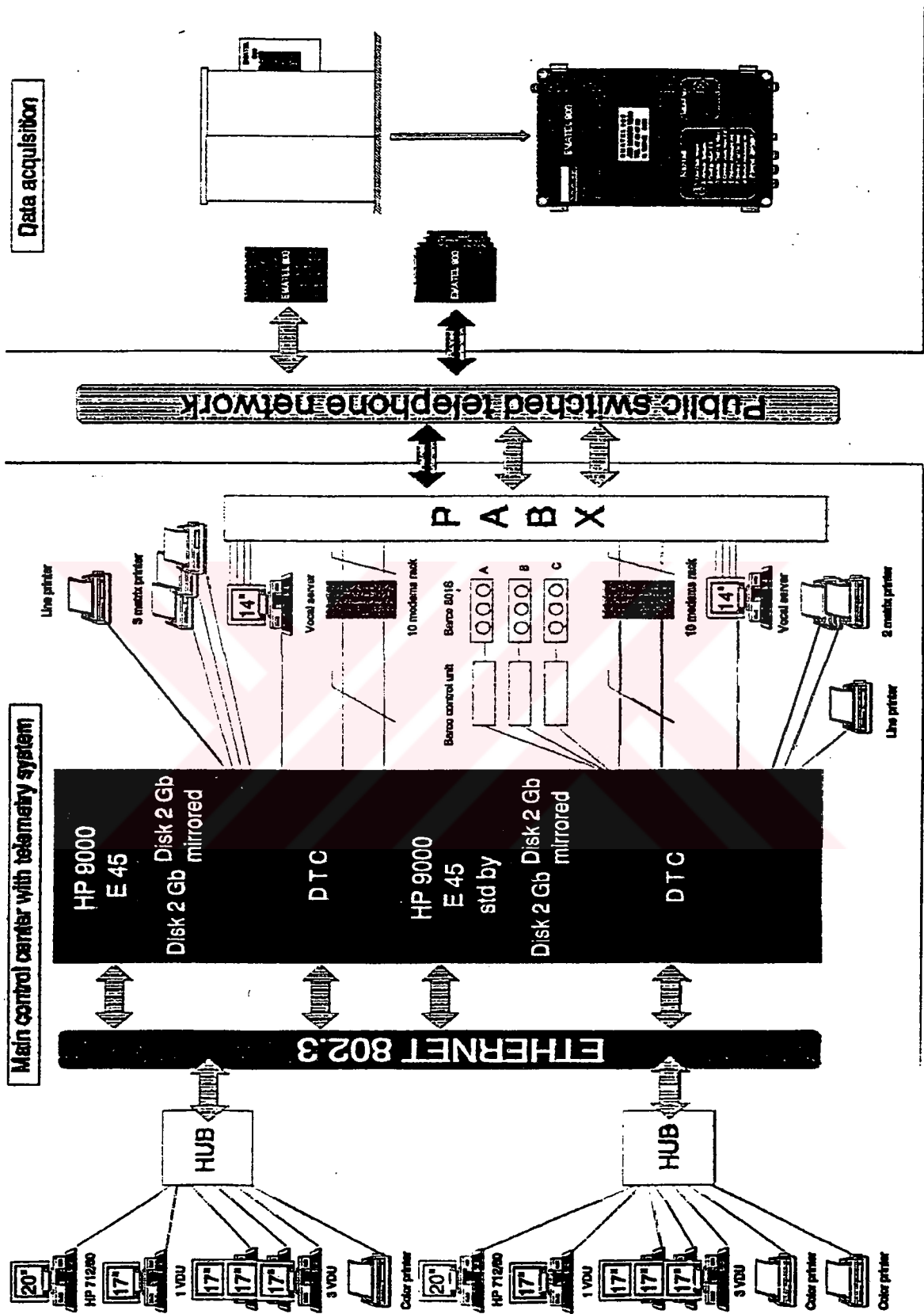
Olmak üzere toplam 136 adet noktanın uzaktan kontrolü ve gözlemi, proje kapsamı içinde yer almaktadır. Sistem 250 noktayı (max.250 nokta) kontrol edecek şekilde planlanmıştır. İlave noktalar RTU (Remote Terminal Unit) ekleyerek SCADA kapsamına alınabilecektir.

İGDAŞ bünyesinde, 3 ana bölgede toplam 25 şeflikteki ekipler, regülatörlerdeki kontrol ve ölçümlerini en az 24'er saatlik periyotlar halinde yapmaktadırlar. SCADA sisteminin devreye girmesiyle denetim daha güvenli ve sürekli hale gelecektir. SCADA sisteminin denetim ve ölçümleri sadece bölge regülatörü değil ayrıca çelik hat üzerindeki bazı müşteri regülatörlerini de kapsamaktadır. Bölgelerdeki kontrol elemanları hat boyu (çelik ve PE), servis kutuları, PE(Polietilen) hat üzerindeki müşteri regülatörlerini kontrol etmeye devam edeceklerdir (Hat boyundaki gaz kaçağı kontrolünü kaçak arama aracı yapmaktadır.).

SCADA sistemi 23/12/1987'de yapılan ana sözleşme kapsamına alınmıştır. Fakat SCADA projesi, şebekenin tamamlanamaması gibi sebeplerden dolayı uygulamaya alınamamıştır.

Daha sonra 28/08/1992 tarihinde doğal gaz şebekesiyle ilgili ikinci bir sözleşme yapılmıştır. SCADA ile ilgili teknik şartnameye (7/5/1993 tarihli 2. Revizyon) karşılık SAE-ALARKO konsorsiyumu aracılığı ile Schlumberger,Cegelec,Thomson Firmalarının teklifleri incelenmiş ve bu firmalardan Schlumberger'in teklifi 15/7/1993 tarihinde kabul edilmiştir.

Daha sonra 01/03/1994 tarihinde malzeme ile ilgili detay onaylarına başlanmış ve sistemin kurulması işlemlerinin bitmesinden sonra 25/10/1996 tarihinde sistemin geçici kabulü yapılmıştır.



Şekil-3.2. Scada sistem konfigürasyonu

3.3. Sistemin Temel İşlevleri

3.3.1 Genel

SCADA ile kontrol noktaları arasındaki bağlantı bu bölgelere yerleştirilen RTU (Remote Terminal Unit) birimleri ile sağlanmaktadır.

Kontrol noktalarındaki RTU'lar 6 saniyelik periyotlarla aşağıda belirtilen verileri toplamaktadır.

RTU üniteleri;

- Gazın çıkış basıncı
- Gazın giriş basıncı
- Gazın sıcaklığı
- Gazın hacmi ve debisi
- Güvenlik vanalarının pozisyonları(slam-shut)
- İstasyonun kapağının açıklığı
- RTU'nun kapağının açıldığı
- Vanaların açık veya kapalı olduğu
- Diferansiyel manometre kullanılarak, ana hattaki kirlenme miktarı verilerini toplar.

Bunlardan basınç değerlerini 30 dakikalık, debi değerlerini 15 dakikalık periyotlarda hafızasına kaydeder.

Yazılımda , vanaların kontrolü merkezden yapılabilmektedir. Fakat mevcut vanaların uygun olmaması nedeniyle vanaların kontrolü merkezden yapılamamaktadır.

RTU 'dan okunan bu değerler belli periyotlarda ,SCADA ile RTU arasında kurulan haberleşme bağlantısıyla SCADA merkezine iletilir.

RTU'lar ile SCADA arasında haberleşmeyi sağlayabilmek için SCADA merkezine 20 haberleşme hattı koyulmuştur. Bu hatlardan 19 adedi periyodik RTU aramaları için, 1 adedi de merkezden RTU'nun aranmasına ayrılmıştır.

Herhangi bir alarm durumunda RTU, haberleşme hatlarını kullanarak , anında, olayı SCADA merkezine bildirir. Alarm durumları haricinde ise SCADA , belli periyotlarla RTU birimlerini arayarak haberleşme hattının çalışıp çalışmadığını kontrol eder ve RTU 'nun kaydettiği bilgileri toplar. Alınan bu bilgiler sistemdeki ilgili kütüklere kaydedilir ve gerekli veriler ilgili yazıcılardan yazılı olarak alınır. Aynı zamanda alınan bütün veriler Video Projeksiyon Sistemi aracılığıyla oluşturulan İstanbul Doğal Gaz Şebekesi üzerinde yerine konulur.

Barco ekranları üzerinde bütün kontrol noktaları, Botaş girişleri, Bölge Regülatörleri, Müşteri Regülatörleri, vana grupları, hatlar ve bölgeler sembollerle belirtilmiştir. Şebekedeki bütün değişiklikler anında Barco ekranlarında yerine koyularak, yetkililerin her an şebeke hakkında genel bilgi sahibi olmaları sağlanır.

Barco ekranlarında olaylar renklerle anlatılmaktadır. Yeşil her şeyin yolunda olduğunu, kırmızı gaz alarmı olduğunu, mavi sahada oluşan alarmın giderildiğini fakat alarmın SCADA operatörü tarafından fark edilmediğini, alınmadığını (acknowledge edilmediğini), sarı ise alarmın SCADA operatörü tarafından acknowledge edildiğini fakat alarmın hala devam ettiğini gösterir.

Ekrandaki harita sabit olmayıp, istendiğinde yeni birimler eklenebilir, bazı birimlerin yeri değiştirilebilir veya bazı birimler silinebilir.

3.3.2. Sistemin Otomatik İşlevleri

SCADA yazılımı periyodik olarak Ematel 900 leri arayarak bu birimler tarafından algılanan değerleri okur ve sisteme kaydeder. Bu arama periyodu altı saat ile yedi gün arasında değişebilir. Bu periyodik arama esnasında Ematel 900 den cevap alınamazsa Remote Reading Failure (uzaktan okuma başarısız) bakım alarmı verilir.

Sistem periyodik olarak Ematel 900'leri arayarak haberleşme hattının sağlam olup olmadığını kontrol eder. Eğer arama işlemi başarısızsa "Scanning Failure" (tarama başarısız) bakım alarmı verilir.

SCADA sistemi tarafından peryodik aramalar sırasında ematel 900 lerden okunan değerler, her bir ematel 900 için acilen özel dosyalara depolanır. İstendiği anda yazılı çıkış alınabilir. Okunan her yeni değer, SCADA yazılımı tarafından daha önce toplanan verilerle karşılaştırılır. İki veri arasında önemli farklılıklar olması halinde "veri tutarsızlığı" alarmı verilir.

İstenildiğinde herhangi bir RTU birimi ile ilgili olaylar, ölçümler ve hacimler ekrana tablo şeklinde, grafik şeklinde veya histogram şeklinde görülebilir. Grafiklerden maksimum, minimum değerler alınabilir. Maksimum ve minimum değerlerin oluştuğu saat ay ve gün hesaplanabilir. Günlük, aylık ve yıllık ortalama değerler bulunabilir. Bu listedeki değerlerden faydalanılarak işletme verimliliği artırılabilir.

3.4. Alarm Durumları

Herhangi bir alarm durumunda SCADA sistemi alarm tablosu verir. 3 türlü alarm tablosu tanımlanmıştır.

3.4.1. Gaz alarmı

Bu tür alarmlar RTU birimindeki Ematel 900 tarafından yollanır. Alarmın nedeni,

- Bölgede tehlike var,
- Ölçülen basınç çok yüksek veya çok düşük,
- Ölçülen debi çok düşük veya çok yüksek,
- Gaz kaçağı var,
- İstasyon kapağı açılıyor,
- RTU kapağı açılıyor,

durumlarından herhangi biri olabilir.

3.4.2. Bakım alarmı

A) Ematel 900 den gelen bakım alarmları. Bunların nedeni,

- Operatör bölgede,
 - Enerji kesintisi,
 - Ölçülen basınç yüksek veya düşük,
 - Vana açılıyor veya kapanıyor,
 - Gazın sıcaklığı limit dışında,
 - Event Overflow (Olay taşması: RTU hafızası 250 olayı hafızasında tutabilmekte olup, 250'nin üzerine çıkması durumudur.),
- olaylarından herhangi biri olabilir.

B) Sistem tarafından algılanan olaylardan dolayı oluşan bakım alarmları. Bunların nedeni; veri tutarsızlığı.

- Vana ne açık ne kapalı,
 - Tarama başarısız,
 - Remote (uzaktan) okuma başarısız,
 - Adressee paging failure (arama başarısız),
 - Lokal modda değişiklik yapıldığı (örn. Bölgeye yeni regülatör eklendiğinde),
 - Yeni konfigürasyon yüklenerek konfigürasyon değişikliği yapıldığı,
- olaylarından herhangi biri olabilir.

3.4.3. Sistem bakım alarmı

Sistemin kendisinden kaynaklanan bazı arızalardan dolayı meydana gelir.

SCADA merkezi tarafından algılanan bu alarmlar hemen bilgisayar ekranında belirtilerek ilgilileri uyarır. Eğer alarmın nedeni gaz alarmı ise, hemen UC (acil uyarı) mesajı verilir ve ekranda acil ekip arama listesi çıkar. Eğer olay müdahale gerektirecek derece ciddi ise daha önceden sisteme hiyerarşik sıra ile girilmiş olan sorumlu kişiler listesi çıkar. Eğer operatör merkezde ise operatör, operatör yoksa sistem kendisi otomatik olarak yetkilileri arar ve alarmı bildirir. Acil ekip listesi elli

ANADOLU BOLGE SEFLİKLERİ											
01-07/09/1998	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOPLAM
1 KADIKÖY											
A01 ACIBADEM		1		6							7
A05 FENERYOLU	1			8							9
A35 KADIKÖY				6							6
TOPLAM	1	1	0	20	0	0	0	0	0	0	22
2 KARTAL											
A14 CEVİZLİ	1			6					1		8
A15 KARTAL	1			6							7
A17 PENDİK	1			5					1		7
A18 YAYALAR	1			7							8
A39 CAVUSOĞLU	2			10					1		13
A61 RAHMANLAR	1			5					1		7
A62 TOPSELVİ	2			6					1		9
A64 AYDINLI	1			7					3		11
TOPLAM	10	0	0	52	0	0	0	0	8	0	70
3 KUCUKYALI											
A11 KUCUKYALI				6					2		8
A12 YALI				6					1		7
A22 BOSTANCI	1			7							8
A60 KOZYATAGI	1			7							8
TOPLAM	2	0	0	26	0	0	0	0	3	0	31
4 ERENKÖY											
A23 ERENKÖY	1			7							8
A24 SAHRAYICEDİ	1			8							9
A25 ICERENKÖY	1			7							8
A26 MERDİVENKÖY	1			6							7
TOPLAM	8	0	0	80	0	0	0	0	6	0	94
5 USKUDAR											
A31 ICADIYE											0
A32 ALTUNIZADE				5							5
A33 USKUDAR				4							4
A34 SELİMİYE	1			3							4
TOPLAM	1	0	0	12	0	0	0	0	0	0	13
6 UMRANIYE											
A27 BULGURLU				1							1
A28 ORNEKTEPE	1			2							3
A42 CENGELKÖY	3			8					2		13
A46 UMRANIYE	1			7					22		30
TOPLAM	5	0	0	18	0	0	0	0	24	0	47
ALARM ÇEŞİTLERİ:											
1:RTU kapağı açık 2:Gaz kaçağı var 3:1.Hat devre dışı 4:İstasyon kapağı açık											
5:Çıkış basıncı çok düşük 6:Çıkış basıncı çok yüksek 7:Giriş basıncı çok düşük											
8:Giriş basıncı çok yüksek 9:Elektrik kesintisi											

Şekil-3.3. Değişik bölgelere ait alarm sayıları

kişilik bir liste olabilir. Sistem bunlardan on kişiyi hiyerarşik sırayla otomatik olarak arayabilir. Yetkililer en fazla üç defa aranır. Bağlantı sağlanamazsa, bağlantının sağlanamama nedeni ile birlikte bağlantının sonucu kaydedilir ve bir sonraki kişiye geçilir. Bu işlem alarmın alındığı sisteme bildirilene kadar devam eder. Alarm anında merkezdeki Barco Ekranlarında ilgili bölge kırmızı ile gösterilir ve alarm anında yeşile döner.

Gaz alarmının dışındaki bakım alarmlarındaysa, olay bir önceki durum kadar ciddi olmamakla birlikte fark edilmemesi hattın güvenliğini tehlikeye sokabilir. Bu nedenle bilgisayar bakım alarmı ve NC (no call) mesajı verir. Barco Ekranında arızalı bölge kırmızı ile gösterilir. Arızanın algılandığı sisteme bildirilince alarm kalkar ve ekrandaki turuncu bölge yeşile döner.

Sistem tarafından algılanan bütün alarmlar ilgili dosyalara kaydedilir. İlgili yazıcılardan, alarm nedenleri, sonuçları ve tarihleri ile birlikte yazılı olarak alınır ve hard copy saklanır.

3.5. İşletme

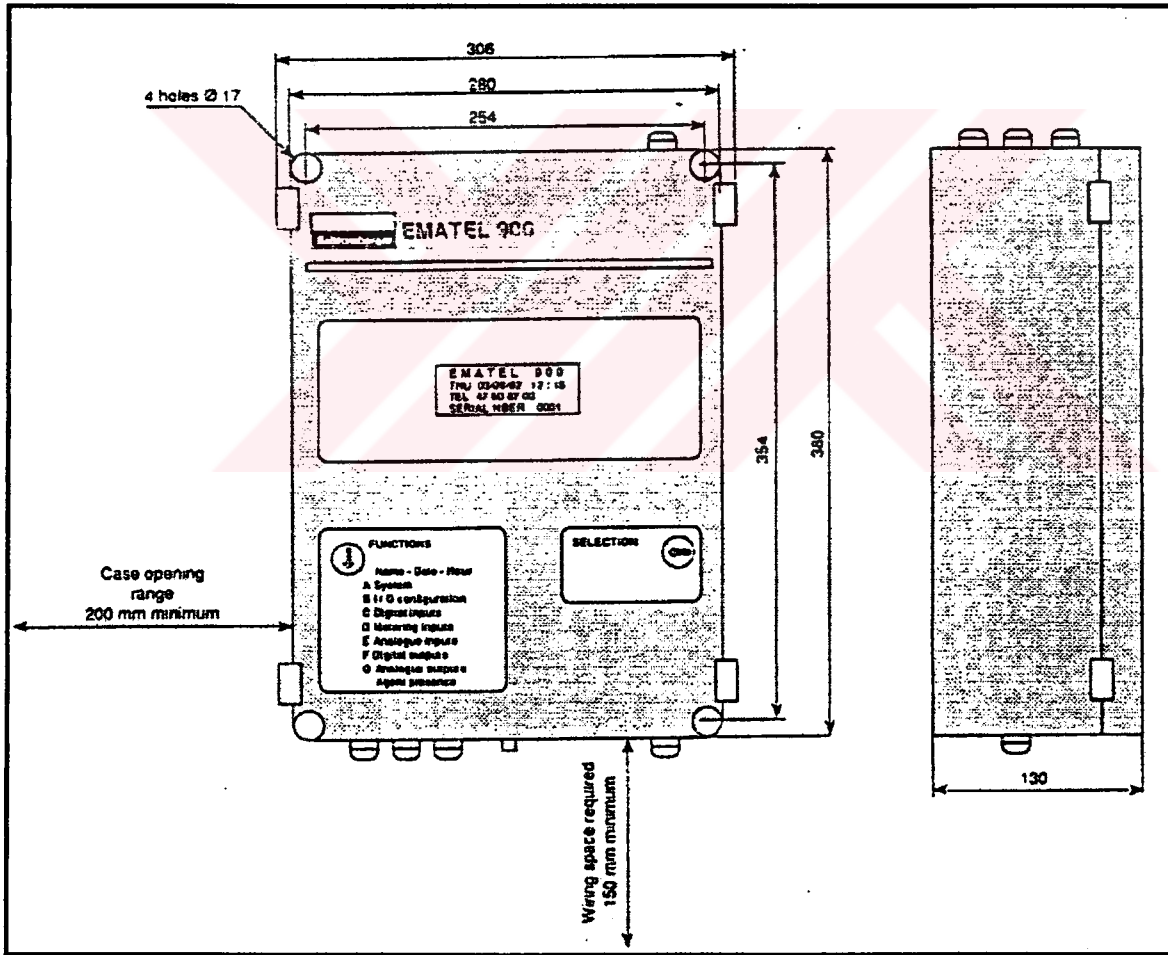
Zamana göre veya sistemden geçen gaz oranına göre periyodik bakım yapılması gerekir. Bakım ekibi ,

- Değişik sensörlerin hassasiyetini denemeli
- Regülatörlerin kalibrasyonunu yapmalı
- İkinci hattın çalışma testini yapmalı
- Doğrultucunun hassasiyetini kontrol etmeli
- Gerekirse filtreyi değiştirmeli
- Değişik kontakların çalışmasını kontrol etmeli
- Güvenlik vanalarını test etmelidir

Bütün Ematel 900 lere el bilgisayarı ile girilebilir. Bu özellik gerekli olduğunda veya haberleşme hattı bozuk olduğu hallerde kullanılır.

RTU 220 VAC şehir şebekesinden beslenmektedir. 220 VAC akım RTU içinde 24 VDC akıma düşürülerek RTU ve sensörlerin asıl beslemesi sağlanmaktadır. Enerji kesintisinde, besleme şarj olabilir iki adet seri bağlı bataryalarla 48 saate kadar sağlanmaktadır. Enerji kaynaklarının tamamen kesilmesi durumunda, hafızanın korunması için 10 yıl ömre sahip 2 adet lityum bataryaya sahiptir. Sistem tamamen exproof özelliğe sahiptir.

RTU'nun toplam; 6 adet dijital, 4 adet analog sensör girişi ve 2 adette sensörsüz veri girişi mevcuttur. Ayrıca 2 adet analog ve 2 adet dijital kontrol çıkışı vardır.



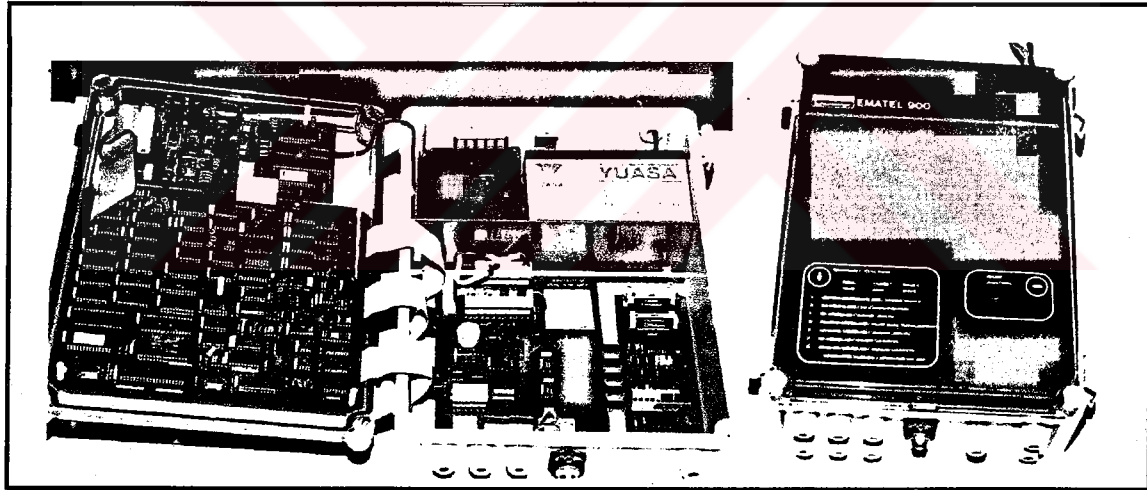
Şekil-3.5. RTU ölçüleri

Böylelikle RTU vasıtası ile herhangi bir enstrümanın kontrol ve kumandası sağlanabilmektedir.

Bunların dışında, 1 adet PC bağlantı noktası, 1 adet 220 VAC çıkışı olan priz ve özel soketli özel ahizeli telefon bağlantı prizi vardır. Toplam 4 satır 80 karakterlik likit kristal ekranından, istenildiği an manuel olarak bilgi alınabilir. RTU'dan değer alınırken izlemesi gereken adımlar şunlardır:

3.6.2. Sensörler

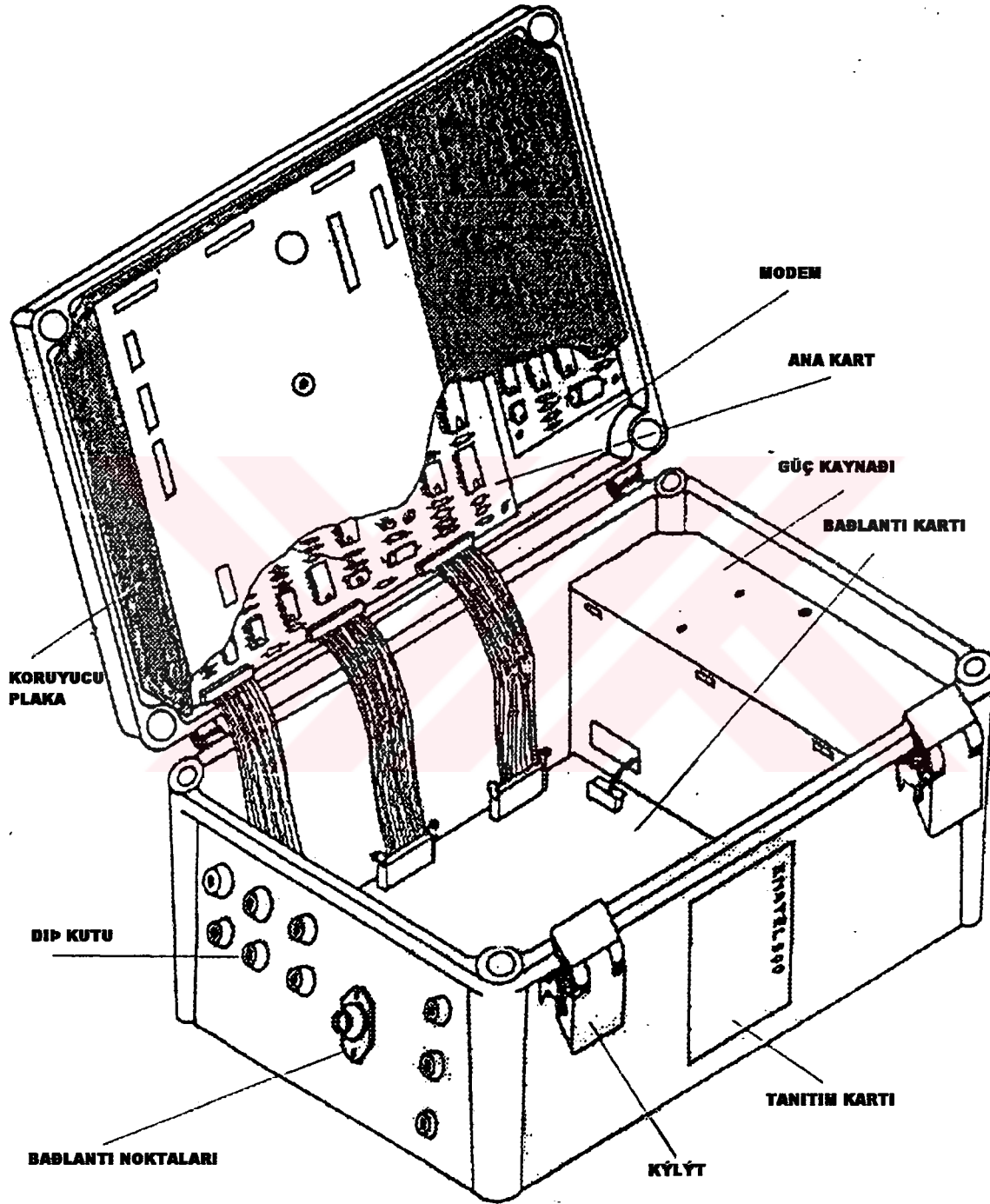
İGDAŞ SCADA sisteminde Bölge Regülatör İstasyonlarının uzaktan denetimi için 6 farklı tipte, toplam; 10 adet sensör kullanılmaktadır.



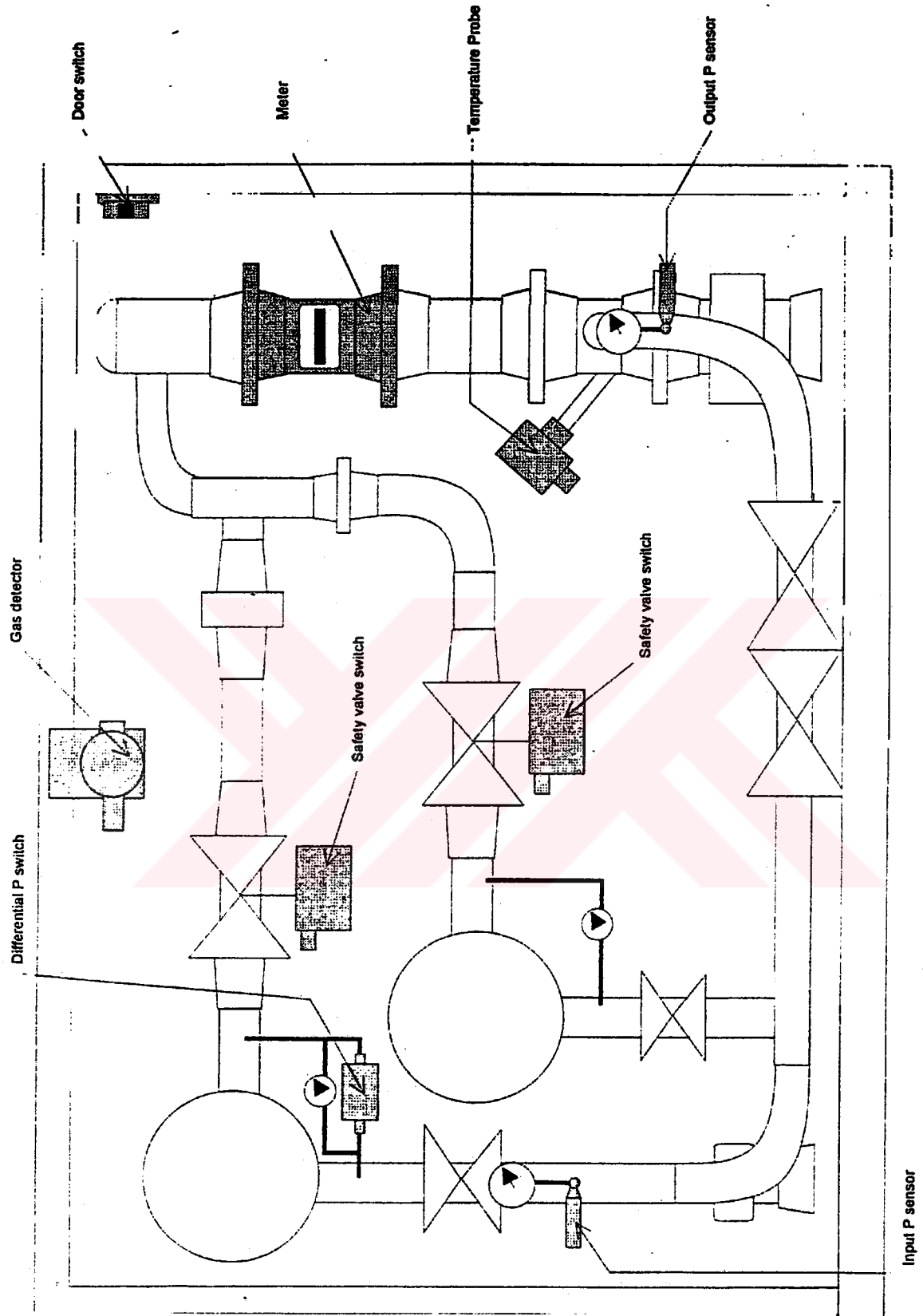
Şekil-3.6. RTU'nun iç ve dış görünüşü

Sensörlerden alınan bilgiler sonucu alarm durumunun oluşup oluşmadığını belirleyen limit değerler, istasyonun beslediği bölgeye, hava şartlarına mevsimlere, istasyonun fiziki şartlarına ve ilgili şebeke şefliğinin talebine göre değişiklik göstermektedir. Birçok faktöre bağlı olan bu değerlere örnek olması için, o sensörlerle alakalı verilmesi

muhtemel olan bir değer parantez içinde gösterilecektir. Kimi sensörler için bu değer max. , min.ve ara değer olarak belirlenir.



Şekil-3.7: RTU'nun bölümleri



Şekil 3.8. Bölge Regülatör İstasyonunda kullanılan sensörler ve istasyondaki yerleri

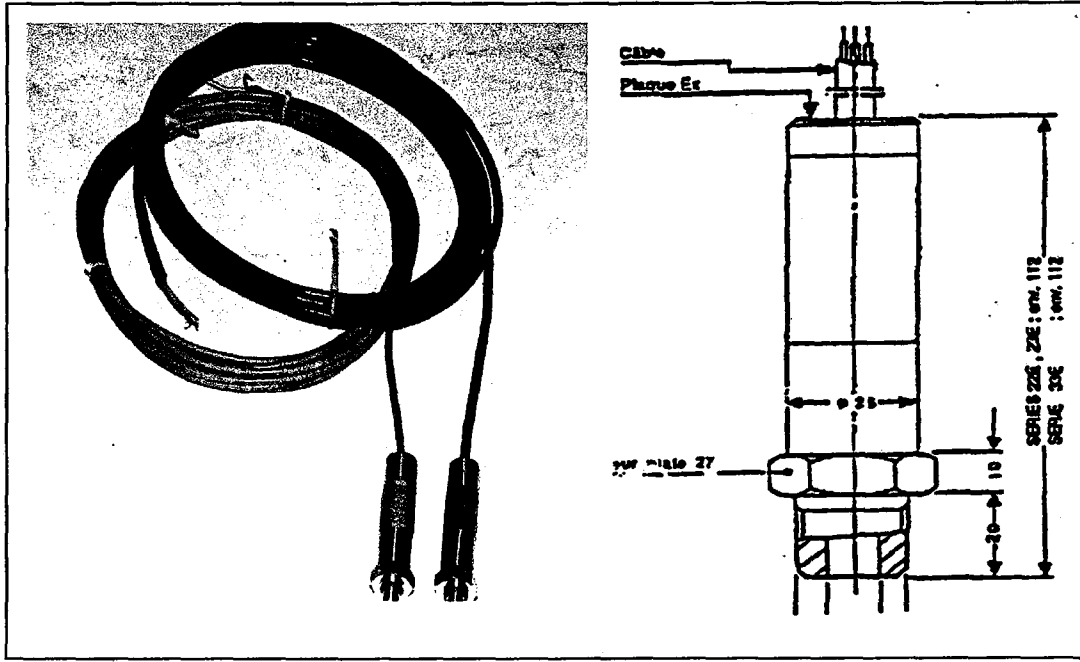
Bölge Regülatör İstasyonlarında, sayaç endeksi ve debi değeri için ayrı bir sensör kullanılmamaktadır. Bu nedenle ayrı bir başlık altında incelenmeyecektir. Endeks ve debi değeri direk sayaçlardaki numaratorün dönmesiyle oluşan pulsların sayılmaları ve RTU'ya iletilmesiyle sağlanmaktadır. RTU'ya ulaşan debi değeri limit değeri (5000 m³/h) aşınca durumu alarm olarak merkeze iletir.

3.6.2.1. Giriş basıncı sensörü

İstanbul doğalgaz şebekesinde, doğalgaz bir bölgeyi, birkaç mahalleyi besleyen Bölge Regülatör İstasyonuna 19 Bar basınçta girmektedir. Normal şartlarda giriş basıncı; 1-2 Barlık bir düşüm göstermektedir. Ancak kış mevsimlerinde havanın çok soğuması ile, özellikle akşam saatlerinde gaz tüketimi çok fazla olmaktadır. Artan gaz talebi ile şebekenin yükü ve gaz arzı pik değerlere ulaşmaktadır. Bu durumda 19 Bar'lık çelik şebekenin uç noktalarında yer alan Bölge Regülatör İstasyonlarına, gazın 4-5 Bar'lık basınç kaybıyla ulaşmasına yol açmaktadır.

Gaz basıncının bu şekilde aşırı düşüş göstermesi, sistemin çalışmasını olumsuz etkilediği gibi, regülatör filtrelerinin kirlenme periyodunuda oldukça kısaltmaktadır. Yoğun çekişin dışında, istasyon öncesi çelik hatta hasar verilmesi veya istasyon giriş bağlantılarında yoğun gaz kaçağının oluşması sonucu da, istasyon giriş gaz basıncı çok fazla düşmektedir.

Sıralanan nedenlerle, istasyon giriş basınçları büyük öneme sahip olup kontrol altında tutulmalıdır. Bu amaca yönelik olarak istasyon girişine Basınç Algılama Sensörü konulmuştur. Sensör gaz basıncını algılayarak RTU'ya iletir. Bu değer RTU vasıtası ile istenildiğinde öğrenilebilir. Şayet basınç limit değeri(14 Bar)'in altında ise RTU durumu merkeze alarm olarak iletir.



Şekil-3.9. Basınç sensörleri ve boyutları

3.6.2.2. Diferansiyel basınç sensörü

İGDAŞ Bölge Regülatör İstasyonlarında; birbirinin tamamen aynısı ve yedeği durumunda olan iki hatla gazın regüle edilmesi sağlanmaktadır. Bu iki hattın girişlerinde, gazın filtre edilmesi amacıyla filtre kovanları yer almaktadır. Filtre kovanları içinde yer alan kartuş tip filtrelerin kirlenip kirlenmediği veya ne kadar kirlendiği, filtre kovanları açılmadan, filtreler çıkarılmadan, filtre girişi ve çıkışı arasındaki basınç farkı ölçülerek öğrenilir. Şayet filtre kirlenmişse, filtre gazın geçişine kısmen mani olacak oda basıncın düşmesine sebebiyet verecektir. Çok yoğun kirlenmelerde; istasyon devre dışı kalacak ve istasyonun beslediği bölge gazsız kalacaktır. Ayrıca kirlilik filtre sonrası regülatör ekipmanlarında zarar verecektir.

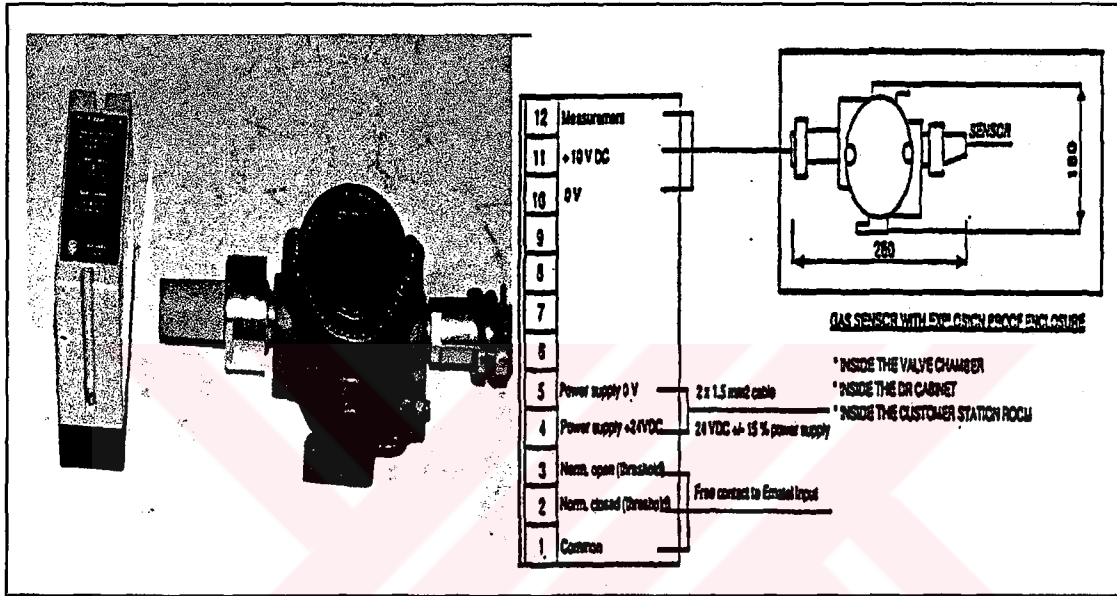
Oluşabilecek bu olumsuzlukların önüne geçmek için; filtre girişi ve çıkışından beslenen, basınç farkını algılayan, Fark Basınç Algılama Sensörleri konulmuştur. Böylelikle filtre kovanları açılmadan ve filtreler çıkarılmadan kirliliğin algılanması sağlanmaktadır. Sensör dijital değer olarak basınç farkını algılar ve RTU'ya iletir. Bu

3.6.2.3. Metan (Doğal gaz) algılama sensörü

3.6.2.4. Emniyet vanası konum sensörü

30

gereken aralığın (min.-max.) Dışına çıkması durumunda gaz akışını otomatik olarak kesen Emniyet Vanaları vardır. Bu emniyet vanalarının konumu on/off tip sensörlerle denetlenir. Şayet emniyet vanası kapanmışsa, ilgili hattın devre dışı kaldığı ve istasyonun yedeksiz çalıştığı anlaşılmış olur. Her iki vanada kapalıysa istasyon tamamen devre dışı sonucu çıkarılarak merkeze alarm olarak durum iletilir.



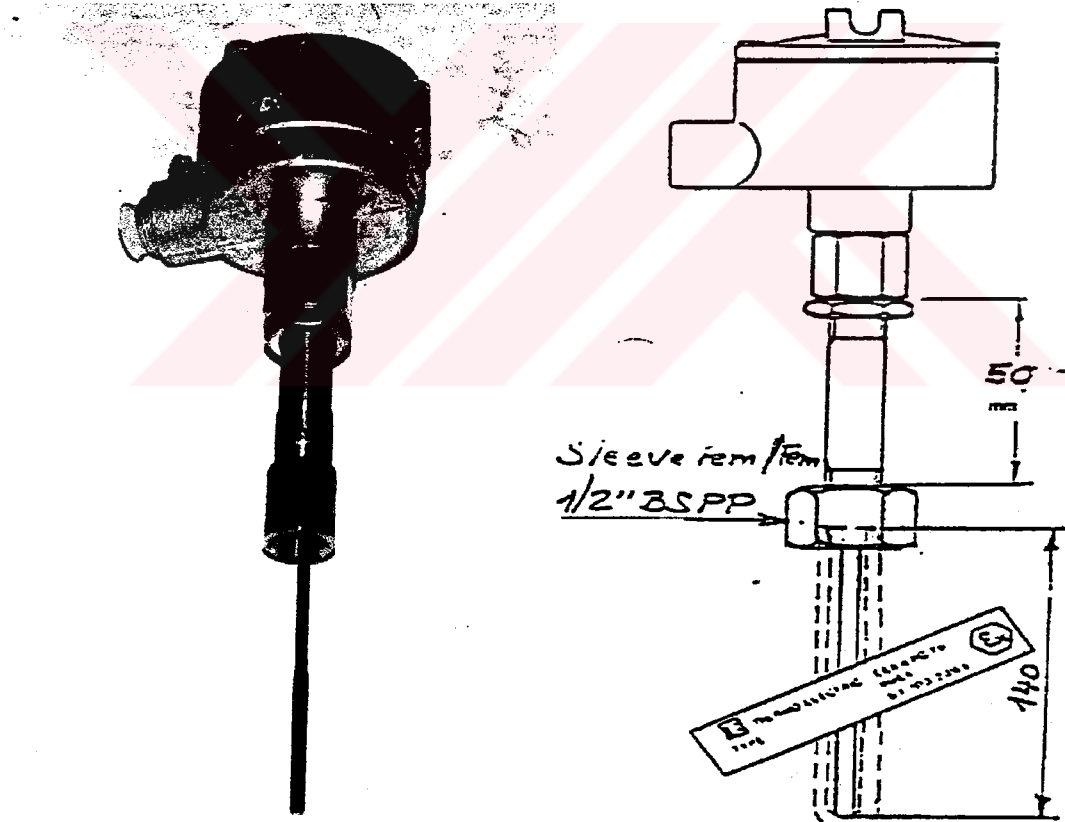
Şekil 3.11. Metan Sensörü ve boyutları

3.6.2.5. Çıkış basıncı sensörü

Bölge Regülatör İstasyonlarında çıkış basıncının 4 Bar olması gereklidir. Normal şartlarda bu değerde hiç sapma olmamaktadır. İstasyonda oluşan bir problem veya çıkışta oluşan bir hasar sonucu çıkış basıncı değişir. İstasyonun normal çalışıp çalışmadığının ve çıkışında - gerek regülatör içi gerekse regülatör dışı - hasarın, gaz çıkışının olup olmadığını anlamada çıkış basıncı oldukça önemli bir parametredir. Çıkış basıncı sensörü analog olarak çıkış basıncını ölçer ve RTU'ya iletir. Bu değer RTU vasıtası ile istenildiğinde öğrenilebilir. Şayet basınç limit değerlerin(3,7-4,3 Bar) dışında ise RTU durumu merkeze alarm olarak iletir.

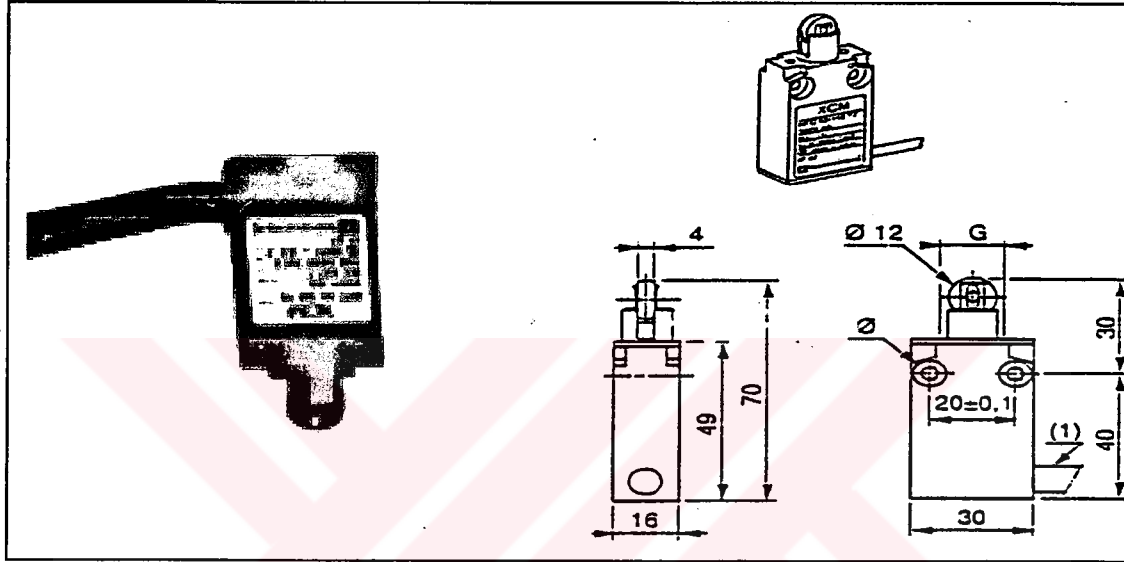
3.6.2.6. Sıcaklık sensörü

Bölge Regülatör İstasyonlarına gazın 19 Bar'da girdiği ve 4 Bar'da çıktığı daha evvel belirtilmişti. İstasyonda bu basınç düşümü esnasında her 1 Bar'lık basınç düşümü için $\sim 0,5-0,6$ °C arasında sıcaklık düşümü olmaktadır. Özellikle kış mevsimlerinde hava sıcaklığının çok fazla düştüğü günlerde bu sıcaklık düşümü istasyon içinde buzlanmalara sebebiyet verebilmektedir. İşte bu ve benzeri sebeplerden dolayı gaz sıcaklığının ölçülmesi ve kontrol altında tutulması gerekir. Analog olarak ölçülen bu değer RTU'ya iletilir. Bu değer RTU vasıtası ile istenildiğinde öğrenilebilir. Şayet sıcaklık limit değerlerin(1°C) dışında ise RTU durumu merkeze alarm olarak iletir.



Şekil 3.12. Sıcaklık sensörü ve boyutları

Bölge Regülatör İstasyonu ve RTU'ya İGDAŞ yetkilileri dışında müdahale edilmesi yasak ve tehlikeli olduğundan, merkezin bilgisi dışında gerek İGDAŞ içi gerekse İGDAŞ dışı müdahalelerde, RTU ve istasyon kapılarının açıldığını alarm olarak merkeze bildiren on/off tip sensörler kullanılmaktadır.



Şekil 3.13. Kapı siviçi ve boyutları

3.6.3. RTU saha ölçüm işlemi

3.6.3.1. Hazırlık

1. Kontrol noktasında kontrol kalemi, el feneri ve kullanım kılavuzu bulundurulmalıdır.
2. Kabin kapağını açmadan önce, hangi RTU'dan bilgi alınacaksa SCADA merkezine telsizle haber verilerek mutabakat sağlanmalıdır. SCADA merkezinin onayı alınmadan kabin kapağı kesinlikle açılmamalıdır.
3. Kapak açılmadan önce, eğer gerekiyorsa, RTU'ya zarar verebilecek yağmur, toz vb. unsurlara karşı önlem alınmalıdır.

3.6.3.2. Uygulama

1. Kabin kapağı açılır ve SCADA'ya "kapak açıldı" anonsu telsiz vasıtası ile yapılır.
2. Kabin içindeki EMATEL 900 isimli cihazın kapağı kesinlikle açılmamalıdır.
3. EMATEL kapağı üzerindeki "İŞLEMLER" düğmesi, ekranda "OPERATOR STATUS ABSENT" yazısı çıkana kadar tuşlanmalıdır. Eğer bahsi geçen yazı ekranda görünmezse SCADA ile bağlantıya geçilerek alınan bilgiye göre hareket edilmelidir.
4. Ekranda "OPERATOR STATUS ABSENT" yazısı görüldükten sonra, EMATEL kapağı üzerindeki "SEÇİM" seçim düğmesine basılır. "ABSENT" yazısının "ON SITE" olduğu gözlemlenir. Daha sonra "İŞLEVLER" düğmesine ekrana "ON/OFF INPUT 1/2" yazısı gelinceye kadar basılır. Artık cihaz aşağıdaki işlevler hakkında bilgi vermeye hazır demektir.

RTU Kabin Kapısı Bilgisi:

Ekrandaki Yazı (2. Satır)	Anlamı:
RTU DOOR: 0/1	Kapak Kapalı/Açık (0 ise kapalı, 1 ise Açık demektir)

Çalışma yapılırken kapak zaten açık olacaktır. Bu bilgi SCADA merkezinin kapağın açıldığında haberdar olması içindir.

Gaz Kaçağı Bilgisi:

Ekrandaki Yazı (3. Satır)	Anlamı:
GAS DETECTOR: 0/1	Kaçak var/yok (0 ise gaz kaçağı yok, 1 ise kaçak var demektir)

Alınan bilgi kaydedilir. Kaçak varsa gerekli birimlere bilgi verilir.

Regülatör Hatları Bilgisi:

Ekrandaki Yazı (2. Ve 3. Satırlar)	Anlamı:
SAFETY VALVE LINE 1: 0/1	Hat 1 / 2 devrede değil / devrede
SAFETY VALVE LINE 2: 0/1	(0 ise o hat devrede değil, 1 ise devrede demektir)

Alınan bilgi kaydedilir.

Filtre Bilgisi: SEÇİM düğmesine ekranda “ON/OFF INPUT 3 / 3” yazısı görününceye kadar basılır.

Ekrandaki Yazı (2. Satır)	Anlamı:
DIFFERENTIAL PRESSURE: 0/1	Filtre temiz / kirli (0 ise filtre temiz, 1 ise kirli demektir)

Alınan bilgi kaydedilir

Regülatör Kapağı Bilgisi:

Ekrandaki Yazı (3. Satır)	Anlamı:
STATION DOOR: 0/1	Kapak Kapalı/Açık (0 ise kapalı, 1 ise Açık demektir)

Regülatör kapağının açılıp açılmadığının SCADA tarafından anlaşılması içindir.

Gaz Debisi Bilgisi: İŞLEVLER düğmesine, ekrana “PTZ” yazısı gelinceye kadar basılır. Daha sonra SEÇİM düğmesi, ekranda “METER FLOWRATE” yazısı görününceye kadar tuşlanır. “INDEX” yazısının karşısındaki değer, regülatör sayacındaki değeri Sm^3 olarak gösterir. Bu değer regülatörden o ana kadar geçmiş

olan gazın toplam debisini belirtir. "FLOWRATE" yazısının karşısındaki değer ise, regülatörün anlık debisini Sm^3/Saat cinsinde gösterir.

Müşteri regülatörlerinde, SEÇİM düğmesi tuşlanarak ekrana "PTZ CORRECTION" yazısı getirilir. Bu ekranda INDEX'in karşısındaki değer geçen toplam gaz debisini verir. FLOWRATE yazısının karşısındaki değer ise, sisteme akuple olarak çalışan korrektörün düzelterek verdiği debiyi gösterir.

Gaz Sıcaklık Bilgisi: İŞLEVLER düğmesini tuşlayarak ekrana "GAS TEMPERATURE" yazısı getirilir.

Ekrandaki Yazı (3. Satır)	Anlamı:
VALUE :..... ⁰ C	O andaki sıcaklık
MIN :..... ⁰ C	Son 30 dakika içindeki en düşük sıcaklık
MAX :..... ⁰ C	Son 30 dakika içindeki en yüksek sıcaklık
AVERAGE :..... ⁰ C	Son 30 dakika içindeki ortalama sıcaklık

Gaz Çıkış Basıncı Bilgisi: SEÇİM düğmesini tuşlayarak ekrana "OUTPUT PRESSURE" yazısı getirilir.

Ekrandaki Yazı (3. Satır)	Anlamı:
VALUE :.....	O andaki çıkış basıncı
MIN :.....	Son 30 dakika içindeki en düşük basınç
MAX :.....	Son 30 dakika içindeki en yüksek basınç
AVERAGE :.....	Son 30 dakika içindeki ortalama basınç

Gaz Giriş Basıncı Değeri: SEÇİM düğmesi ekrana "INPUT PRESSURE" yazısı ekrana gelinceye kadar tuşlanır.

Ekrandaki Yazı (3. Satır)	Anlamı:
VALUE :.....	O andaki giriş basıncı
MIN :.....	Son 30 dakika içindeki en düşük basınç
MAX :.....	Son 30 dakika içindeki en yüksek basınç
AVERAGE :.....	Son 30 dakika içindeki ortalama basınç

3.6.3.3. Çıkış

1. Yukarıdaki bilgilerin tümü veya bir kısmı alındıktan ve gerekli kayıtları yapıldıktan sonra; İŞLEVLER düğmesi tuşlanarak ekrana “OPERATOR” yazısı getirilir. Sonra SEÇİM tuşu ile “OPERATOR ON SITE” yazısı “OPERATOR ABSENT” şekline dönüştürülür (EMATEL 900 ilk haline getirilir.).
2. Kabin gözden geçirilerek içeride bir şey unutulmadığından emin olunur. Kapak kapatılır ve SCADA’ya telsizle “RTU kapağı kapandı” anonsu verilir.
3. Kontrol formu doldurularak SCADA’ya fakslanır.

3.7. Proje Yönetimi

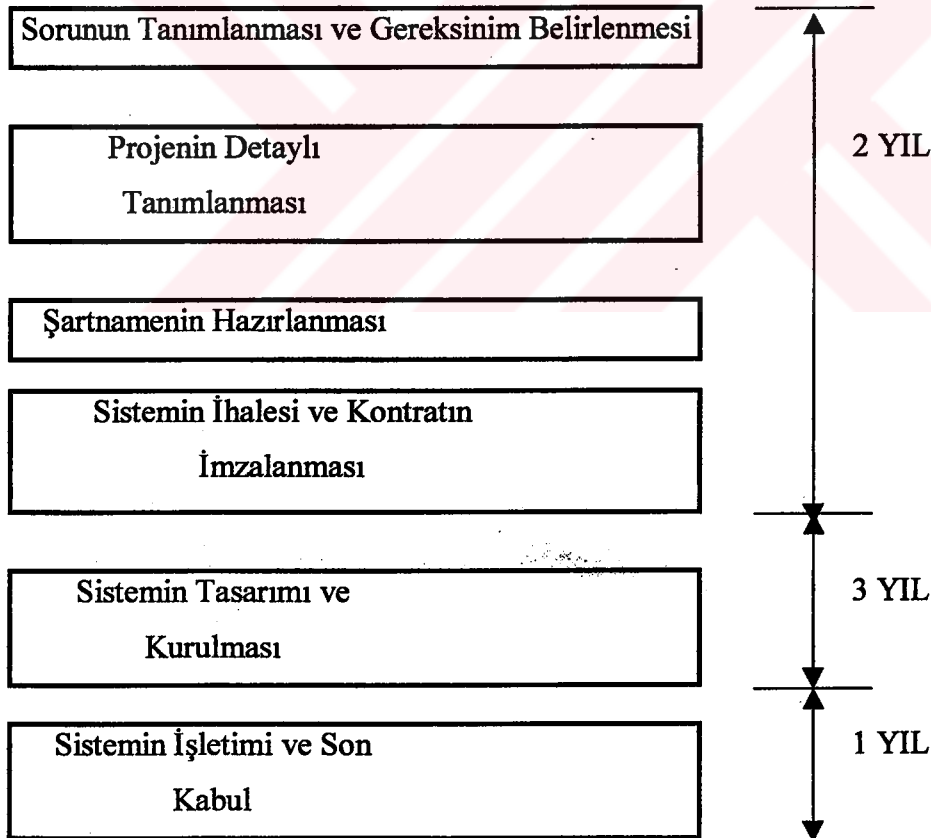
3.7.1. Proje Safhaları

Aşağıda bloklar halinde özetlenen SCADA proje süreci, aslında çok genel olup diğer ihalelerde de geçerlidir. Bu bölümde, bu safhaları bir SCADA projesi açısından detaylı inceleyerek SCADA projesi ile diğer projeler arasındaki farklılıklar vurgulanacaktır. SCADA projesinin ve sisteminin yapısı, niteliği ve kendine özgü önemli noktaları açıklığa kavuşturulacaktır.

Bu kısımda, SCADA projesi genel bir sistem için düşünülecek ve dış ülkelerde (Örneğin; ABD, Avrupa) benzer projelerde uygulanan yöntemler ve safhalar tanıtılacaktır. Firma olarak SCADA yüklenicisi kuruluş, müessese olarak ta dağıtım şirketi veya müessesesi kastedilecektir.

3.7.1.1 Projenin detaylı tanımlanması

Bir projenin ilk safhası olan sistemdeki problemlerin hissedilmesi, tanımlanması, çözüm arayışları, bir gereksinim belirlenmesi çalışmaları, aslında ülkemiz açısından SCADA sistemi (veya dağıtım otomasyonu sistemi) için zaten yaşanmaktadır. Bu süreçte üst yönetime çeşitli yazılar, raporlar ile durum sunulur ve uzun vadeli ciddi bir çalışma için onay alınmaya çalışılır.



Şekil-3.14. Proje safhaları

SCADA projesi açısından bakılırsa bu noktada maliyetle ilgili bir rakam vermek çok yanlış ve yanıltıcı olacaktır. Bu safhadan sonra, projenin ikinci safhası olan detaylı tanımlanma aşamasına geçilir.

3.7.1.2. Projeye eleman atanması ve bir komisyon / çalışma grubu kurulması

- Full - time proje ile uğraşacak tecrübeli bir yönetici
- İlgili gruplardan birer temsilci. Özellikle operatörlerden bir kişi.

3.7.1.3. Danışman seçimi

Müesseseler hızla değişen teknolojiyi takip edemediklerinden projede her safhada destek verecek bir danışman şirket / kuruluş ile anlaşılmalıdır.

3.7.1.4. Fizibilite raporu

Projenin ilk önemli raporu olup, komisyon ve danışman kuruluş birlikte hazırlar.

İçeriği:

- Mevcut sistem ve teçhizat, işletme yöntemleri, personel ve bunların kuvvetli / zayıf noktaları, sorunlar.
- İleriye dönük değerlendirmeler, hedefler, planlar.
- Aday otomasyon işlevlerinin, fizibiliteleri ve değerlendirmeleri.

3.7.1.5. Proje bütçe planı

- Maliyet (sistemin kurulması, şartnamenin hazırlanması, eğitim, bakım, işletilmesi vs.).
- Proje nakit akış tahminleri.
- Müesseseden gerekecek iş gücü (mühendislik, bakım, eğitim vs.).

3.7.1.6. Kontrol merkezi gereksinimleri

Özet olarak bu rapor, işlevsel gereklilikler olarak yeni sistem hedeflerini konfigürasyon diyagramlarını kısa ve uzun vadeli sorumlulukları, güvenilirlik kriterlerini sistemin ömrünü ve fiziki gereksinimleri tanımlar.

Bu rapor üst yönetime onay için sunulur. Onay alınmadan şartnamenin hazırlanması aşamasına geçilmez. Bu safhada teknik geziler (SCADA üreticisi firmalara ve SCADA işleten müesseslere) faydalı olur.

3.7.2. Şartnamelerin Hazırlanması

SCADA sistemi şartnamesi genel olarak üç bölümden oluşur.

3.7.2.1. Ticari şartlar

- Giriş (Müessesenin ve dağıtım sisteminin kısa tanıtımı, mevcut işletme düzeni hedeflenen yeni sistem, şartnamenin organizasyonu)

- Teklif ve Değerlendirme Yöntemleri, Uyumluluk Tabloları (Table of Conformance); Firmalara tekliflerini nasıl hazırlamaları ve ne zaman vermeleri, Müessesenin Firmaların sorunlarına nasıl cevap vereceği, teklif öncesi toplantılar düzenlenecekse şartları ve kısaca, tekliflerin değerlendirme kriterleri. Ayrıca teklif verecek firmalardan üç sütundan oluşan tablolara şartnamedeki teknik ve ticari şartlara bölüm bölüm uyup uymadıklarını belirtmeleri istenir.

- İhale Özel Şartları (Terms and Conditions);

* Hukuki bir dökümandır, kontratta taraflarca imzalanır.

* Önemli nokta ödemelerin hangi aşamalarda yapılacağıdır. SCADA projesi

uzun süreli bir proje olup yazılım kısmı önemli yer tutmaktadır. Dolayısıyla "yazılımın %50'sinin tamamlandığı an" tanımı gibi muğlak tanımlarda bulunmamak gerekir. Ama örnek olarak, "yazılımın işlevsel seviyede tasarlandığı ve bir tasarım dokümanının Müesseseye teslim edildiği an" ve / veya "bütün donanımın imal edildiği ve diagnostik testlerinin başarı ile tamamlandığı an", kısmi ödemeleri yapmak iç uygun noktalardır. Yaygın olarak, sistemin maliyetinin en az %15'i son ödeme olarak kabul sonrasına kadar saklı tutulur.

3.7.2.2. Teknik spesifikasyonlar

- Giriş
- Yöntem ve kurallar
- Müessese projeyi nasıl götürecektir, sorumluluklar
- İşlevsel şartlar
- İnsan-Makina arabirim şartları
- Sistem donanım ve yazılım
- Performans, Testler, Kuruluş ve Tesis Şartları; Bu bölüm şartnamede en önemli kısımlardan bir tanesi olup danışman gerekebilir.
- *Performans iyi tanımlanmalıdır
- *Yedek kapasite (CPU gücü, hard disk vs.)
- *Dokümantasyon (özellikle yazılım dokümantasyonu)
- *İş programı
- *Yedek Parça ve Bakım

3.7.2.3. Diğer bilgiler

*Soru Formları; Firmalar tekliflerini hazırlarken bazı noktaları ustaca kamufle edebilir, veya kendilerine daha uygun açılımları vurgulayabilirler. Bazı önemli konuları açığa kavuşturmak için bu kısımda sorular bulunur.

* Fiyat Formları

* Ekler

- İletişim protokol tanımı
- Kontrol merkezi yerleşim planı
- RTU ölçüm nokta dökümü
- Firma bilgileri vs.

3.7.3. Sistemin İhalesi

Bu safha ihaleye çıkış anından kontratın imzalanmasına kadar uzanan süreci kapsar.

3.7.3.1 Ön yeterlilik

Bütün SCADA imalatçılarından teklif alınması (veya ihalenin herkese açık olması) tavsiye olunmaz. Hukuki olarak mümkünse, piyasadaki firmalardan bu işe talip olanlar arasında bir ön eleme yapılır. Bu amaçla firmalara bir anket formu yollanıp, projenin kapsamı ve şartları belirtilir ve firmaların bu konudaki tecrübeleri ve kullandıkları teknolojiyi araştırıcı sorular sorulur. Cevaplar gelmeden, proje komisyonu gelen cevaplara göre yapacağı ön eleme kriterlerini saptar. Amaç, ön eleme ile aday firma sayısını 4-6 gibi daha ilerideki safhalarda daha kolay çalışılabilecek bir sayıya indirmektir. Ön eleme mümkün değilse, şartnamede firmalara nasıl yeterlilik verileceği belirtilmelidir. Müessese ve firmalar arasında, amaç kapsam ve şartname hakkında geniş bilgileri içeren toplantılar yapılmalıdır.

3.7.3.1.1. Tekliflerin incelenmesi

Her biri şartnameyi kendi çerçeveleri açısından yorumlayan, nitelik ve nicelik olarak birbirinden farklı teklifleri değerlendirmek zordur. Bu noktada, objektif ve adil bir seçim yapmak için pazarlama elemanlarının etkisinde kalınmamalıdır.

3.7.3.1.2. Değerlendirme kriterlerinin saptanması

Şartnamenin hazırlanmasından hemen sonra teklif değerlendirme kriterleri belirlenir. Bu noktada iki liste hazırlanır: "Mutlaka" olması istenen özellikler, ve "arzulanan" özellikler. İkinci grup özelliklerin her birine önemi ile orantılı, 1 ile 10 arası ağırlıklar verilir. Değerlendirmede, her teklif için bu özelliklere notlar verilir. Bu notlar ilgili ağırlıkla çarpılarak toplanır. Bu rakam teklifleri karşılaştırmak için kullanılır.

3.7.3.1.3. Ön eleme

Teklifler alındıktan hemen sonra proje yöneticisi, muhasebe veya bütçe bölümünden bir kişi ve danışman bir araya gelir ve teklifleri hızlı bir şekilde gözden geçirerek daha detaylı bir incelemeye alınması uygun olacak firmaları belirlerler. Bunu yaparken, tekliflerdeki "mutlaka" listesi ile özellikle fiyatlar üzerinde dururlar. Amaç firma sayısını 3 veya 4'e indirmektedir. Diğer komisyon üyeleri, fiyatları görmemeleri amacıyla bu safhada görev almazlar.

3.7.3.1.4. Tekliflerin açıklığa kavuşturulması

Bu safhaya kadar elenmeden gelen her teklif detaylı incelemeye alınır. Tekliflerde sunulan Uyumluluk Tabloları dikkatlice incelenir, şüpheli ve müphem olan noktalar, firmanın kendini hariç tuttuğu maddeler, şartnamenin özüne aykırı bulunan teklifler birer yazı ile firmalara bildirilir, acele (örneğin 1 hafta içinde) açıklama ve / veya düzeltme istenir. Eğer firma bazı noktalarda şartnameye aykırı teklifte bulunuyorsa, şartname çerçevesine girmesi ve gerekiyorsa bu amaçla fiyatını artırması istenir.

3.7.3.1.5. Detaylı değerlendirme ve seçim

Danışman kuruluş ve müessese birbirinden bağımsız olarak teklifleri teknik değerlendirmeye tabi tutar. Danışman daha çok teklifi, bütünlüğü açısından ele alır. Daha sonra ortak bir toplantı ile iki tarafın değerlendirmesi ve verilen notlar karşılaştırılır, farklılıklar varsa tartışılır. Ortaya açık olamayan bir nokta çıkarsa gene ilgili firmaya yazı ile sorulur. Bu noktada fiyat göz önüne alınmaz. Sonuç olarak, bu değerlendirmeler sonucu teknik açıdan zayıf görülenler elenir. Kalan firmaların (tipik 2 veya 3 adet) fiyat teklifleri bu noktada açılır, fiyatları karşılaştırma tabloları hazırlanır. Ayrıca firmaların belirttikleri referanslarla ilişkiye geçilerek kullandıkları sistem ile ilgili tecrübe ve düşünceleri sorulur (özellikle operatörler açısından). Bu safhaya gelen firmalar ziyaret edilir. Bir mektupla bu ziyaretin (tipik olarak her yerde en az iki gün) amaç ve kapsamı firmaya bildirilir. Bu gezilerdeki amaç firmaların pazarlama elemanlarının ötesinde teknik ekiplerini ve yönetimini tanımak, imalat kapasitelerini yerinde görmektir. Gezi programında: firmanın tanıtımı, demo (özellikle insan makine arabirimi açısından), değerlendiricilerin özellikle zayıf buldukları subsistem, özellik veya uygulama ile ilgili teknik sonuçlar, daha sonradan yazılı hale getirilerek karşılıklı aydınlatıcı soru ve bilgilendirme.

Bu ziyaretlerden sonra proje komisyonu verilen notları yeniden gözden geçirir ve fiyat tablolarını inceler. Her teklifin kuvvetli ve zayıf noktaları belirtilerek bir firma kontrat için aday olarak belirlenir.

3.7.3.1.6. Kontratın imzalanması

Aday firmaya bir mektupla niyet bildirilir ve pazarlığa çağrılır.

- Ticari Pazarlıklar (İhale özel şartları üzerinde)
- İş Kapsam Dokümanı (Work Statement)

Bu doküman ihale kapsamında firmanın yapmakla yükümlü olduğu bütün işleri kapsar. Bu dokümanın kaynağı: Teknik Şartname, Firmanın Uyumluluk Tabloları ve

teklifinde belirttikleri, değerlendirme safhasındaki açıklayıcı yazışmalardır. SCADA sisteminde öngörülen "customization" derecesine bağlı olarak bu dokümanın önemi artmaktadır. Firma ile müessese arasında bir yorum farklılığı veya yanlış anlama varsa bu noktada açıklığa kavuşturulmalıdır. Bu dokümanın nasıl hazırlanacağı şartnamede belirtilmelidir. Genelde karşılıklı mutabakat ile yazılır ve yetkililerce imzalanır.

3.7.4. Sistemin Tasarımı ve Kurulması

3.7.4.1 Tasarım ve iş programı

- Veri tabanı oluşturulması
- İnsan - Makine arabirimi formatı
- Kontrol merkezinin hazırlanması
- Saha ekipmanlarının hazırlanması
- İletişim sisteminin hazırlanması
- Enstrümantasyon ve RTU'ların kurulması
- Eğitim
- Kontrol merkezinin kurulması
- Saha testleri

Bütün bu işlerde müessesenin de sorumluluğu vardır. Bu aşamada detaylı bir iş programı ve plan yapılarak bu işlerin nasıl, kimler ve ne zaman yapılacağı belirlenir. Bu dokümanlar canlı raporlardır ve devamlı yenilenirler.

3.7.4.2. İşlevsel tasarım değerlendirmeleri (Punctional desing document)

Kontratın imzalanmasıyla firma ile müessese arasında yakın bir ilişki ve değerlendirme işlemleri başlar. Firma tasarım detaylarını (donanım çizimleri, işlevsel yazılım tasarım dokümanları, vs.) onay için müesseseye sunar. Bu

işlemlerin mümkün olduğunca hızlı yapılması ve her aşamada müphem noktalar için firmaya soru sorulması, ileride çıkması muhtemel yorum farklılıklarını ve tartışmaları önleyecektir.

3.7.4.3. Eğitim

Eğitime mümkün olduğunca erken başlanılmalı ve bu konuda maliyetten kaçınılmamalıdır. Mümkün olduğunca firmanın kendi yerinde imalat sırasında eğitim tercih edilmelidir. Her konuda yeterli ve yedekli sayıda personel eğitilmeli ve firmadan detaylı eğitim doküman ve kitapları istenmelidir. SCADA sistemini işletmek için gerekli personel üç grupta incelenebilir:

Donanım Bakım Elemanları

- Kontrol Merkez Donanımı
- Saha (RTU) Donanımı

Yazılım geliştirme ve Bakım Elemanları (Veri Tabanı, Sistem / Program)

- Veri Tabanı
- Sistem / Programcılar

Operatörler

- Sistemi nasıl işleteceklerine dair teorik ve pratik eğitim.

3.7.4.4. Fabrika kabul testleri

Amaç imal edilen sistemin gerçek dünyada yerini almaya hazır olduğunun bir dizi testlerle kanıtlanmasıdır. Bu testler üç ayrı grupta kategorize edilebilir:

3.7.4.4.1. Yazılım

- RTU scan aralıkları,
- Alarm işleme yükleri,
- Görüntü yenileme hızı,
- Uygulama programlarında hız, vs.

3.7.4.4.2. Donanım

Her cihaz için diagnostik programlar çalıştırılır. Sonra dinamik sistem test cihazı üzerinde, sistem entegre olarak örneğin; 1 gece teste tabi tutulur.

3.7.4.4.3 Uygulama programları

Simülasyonlarla sistem fabrika ortamında entegre şekilde test edilir. Bu testler için birkaç hafta ayrılmalı, zamanın %10'u ise programsız testlere harcanmalıdır. Test prosedürleri çok açık şekilde önceden (şartnamede) belirlenmelidir. Bu testlerin başarı ile tamamlanması projede önemli bir dönüm noktasıdır. Bu test sonuçları bir tutanakla belirlenir, taraflarca imzalanır. Ortaya çıkan sorunların nasıl belgeleneceği, sorunun nasıl düzeltileceği ve testlerin ne zaman tekrarlanacağı açık olmalıdır.

Zaman kaybını önlemek için, fabrika testlerinden önce firmadan bu testleri kendi yapması ve başarı ile tamamladığını müesseseye bildirmesi ("pre - FAT" belgeli) istenebilir. Eğer sistem testlerin hepsinden başarı ile geçmedi ise nakliyeye başlatılmamalıdır.

3.7.4.5. Sistemin kurulması

Firma detaylı taşıma, yerleştirme ve kurma dokümanlarını vermelidir (Taşınacak cihazlar pahalı ve hassas). Kontrol merkezinin kurulması firmanın sorumluluğunda olmalıdır. Bu birkaç günde tamamlanır. Firma gerekli kabloj kontrollerini yapip

sistemi enerjilendirir her cihaz için donanım diagnostik programlarını çalıştırır. Daha sonra ise, sistem entegre test edilir. Yaklaşık süre 1-2 haftadır.

RTU'lar ve saha donanımları kontrol merkezinden öncede yerlerine takılabilir. Kontratta bunun iş programı yapılmalıdır. Başlangıçta firma yetkilisi sorumluluğunda RTU'lar yerlerine takılır, daha sonra bu işe müessese devam edebilir. RTU'larda kontrol merkezlerinde diagnostik testlere tabi tutulurlar.

3.7.4.6. Saha kabul testleri

Genel olarak saha kabul testleri fabrika testleri ile aynıdır. Tipik bir SCADA sistemi için en önemli ve zaman alıcı işlem, sistem veri tabanının kontrol edilmesi, yani sahadaki her veri noktasının (sayısal, analog, kontrol) transducer ve kontaklar üzerinden veri tabanına ve oradan da kullanıma kadar (görüntü, log, raporlama vs.) doğrulanmasıdır. Bu işlem çok sayıda noktanın ve birçok hata nedenlerinin (yanlış polarite, dönüşüm sabitlei, normal konumlar vs.) bulunması nedenleriyle uzun zaman alabilir. Firmadan gerekli düzeltmeleri (donanım - yazılım) yapması istenir.

3.7.5. Sistemin İşletilmesi Ve Son Kabul

3.7.5.1. Yararlı kullanım oranı (Availability test)

Daha önceki bölümlerde, sistemde yedek veya fazla birimlerin olmasının mantığı belirtilmiştir. Bunların amacı sistemin tasarım ve konfigürasyonunda asgari bir güvenilirlik (reliability) ve kullanıma açıklık (available) değerini tutturabilmektir. Bu asgari şartlar şartnamede belirtilir ve Yararlı Kullanım testi için firmanın öngördüğü yedek malzeme listesini teklifinde tanımlaması istenir. Bu testte, kabaca birkaç aylık bir işletim süresi (1000 – 3000 saat) boyunca aşağıda tanımlanan yararlı kullanım oranı, A'nın belli bir değerin üzeri olması beklenir.

$$A = \frac{U}{U+D}$$

3.1

U = Sistemin sorunsuz çalıştığı süre (up - time)

D = Sistemin çalışmadığı süre (down - time)

Bu test için hassas zaman ölçümü gereklidir. Ayrıca, iki hassas zaman ölçümü gereklidir. Ayrıca, iki tarafça da baştan kabul edilecek bir "ölü - zaman" (dead time) tanımı ortaya konulmalı ve hangi şartlar altında saatin durdurulacağı açıkça belirtilmelidir. Ölü zaman için standart bir tanım bulunmamaktadır. Ölü zamana izin vermemek ihale fiyatını artırıcı bir etki yapacağı gibi, tanımda çok esnek davranmak ise "kötü" bir sistemi engelleyememe sonucunu doğurur.

3.7.5.2. Garanti

- En az bir yıl
- RTU'lar önceden takılsa bile, garanti süresi saha testlerinden sonra başlamalı.
- Cihazlarda tasarım hatası bulunursa, firma düzeltmeli ve garanti süresi yeniden başlatılmalıdır.
- Donanım ve yazılımların ileride yeni versiyonları çıkma durumu.
- Sistemin Tevsi Edilmesi (Upgrading)

3.7.5.3. Bakım ve yedek parça

Donanım bakımı genelde müessesenin firma tarafından eğitilmiş elemanlarınca yapılır. Ancak günümüzde kullanılan baskı devre kartlarının diagnostikleri ve tamirleri zordur. Firmanın bunları hızlı bir şekilde değiştirmeyi, tamir etmeyi taahhüt etmesi ve gerçekleştirmesi önemlidir.

SCADA VERİ ALMA ÇİZELGESİ

İşleme basınız

Modem.... None....
Local....None....
Active Alarms (s)

On/off input 1/3
Rtu Door 1
Gas detector 0

Ptz correction no
Index 00000
Flowrate 00000 /h

Gas Temperature
Value 2,5' C
Min:2,1 Max :2,8
Average :2,2

TS
Tempo 00018 secnd.
Associated input 2

Operatör
Status : Absent
Span : 60 min
Remain: 0000 s

Taşıtlarla 149
Sat 25/01/99 10:11
Phone: 02164434518
Ident nummer A27

Seçime basınız

Meter Flowrate
Ptz correction yes
Index 08061499 Sm
Flowrate 01724 Sm/h

Output pressure
Value 04,09 Bar N
Min: 04,05 Max:04,09
Average :04,08

Input Pressure
Value 18,47 Bar N
Min:18,43 Max:18,52
Average:18,44

Operatör
Status :on side
Span :60 min
Remain:3576 s

Şekil –3.15. Scadadan veri alma ve örnek değerler

BÖLÜM 4

KONTROL MERKEZİ MİMARİSİ

4.1. Kontrol Merkezinin Görevleri

Modern sistemlerde kontrol merkezi bilgisayarlardan, ek ünitelerden, giriş çıkış birimlerinden oluşmaktadır. Kontrol merkezinin görevleri kısaca şöyle özetlenebilir:

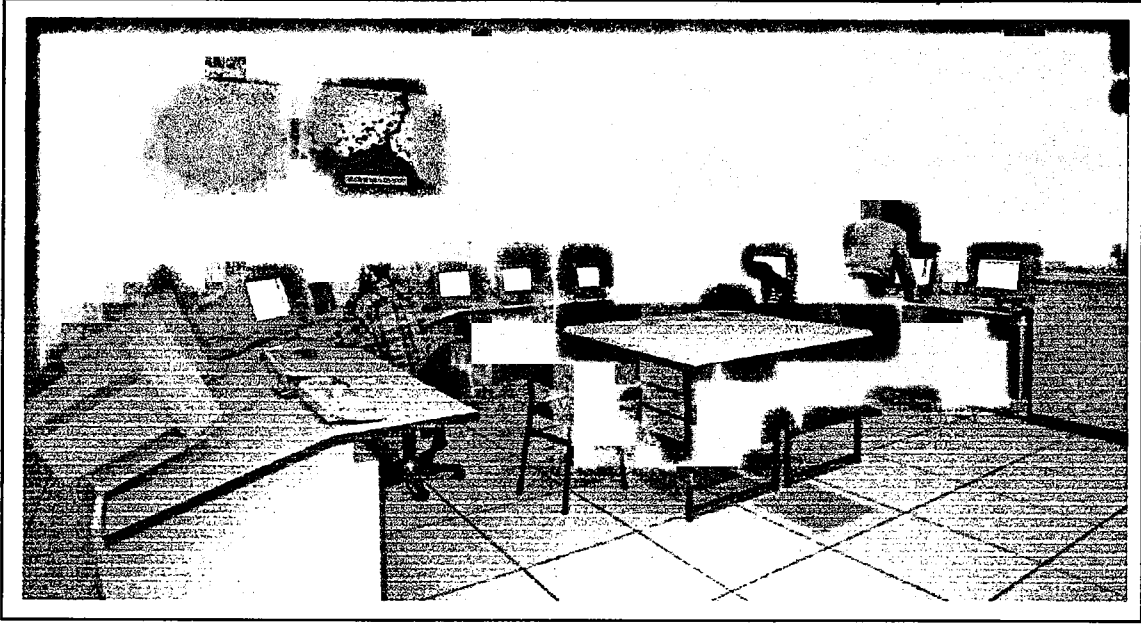
- * Uzaktaki birimlerden verilerin toplanması.
- * Toplanmış verilerin işlenerek ekrana verilmesi.
- * Kesici, ayırıcı, ayarlayıcı gibi birimlerin uzaktan kontrolü.
- * Belirli olaylar karşısında alarm üretme ve gelen alarmları operatöre en hızlı şekilde iletme.
- * Meydana gelen olayları zaman sırasına göre kaydetme.
- * Başka bilgisayar sistemleriyle bağlantı.
- * Uygulama programlarını çalıştırma.
- * Yazıcı , çizici , haberleşme üniteleri gibi ek ünitelerin kontrolü.

4.2. Kavramlar

Kontrol merkezinde ele alınması gereken kavramlar şunlardır:

- * Donanım Parçaları
- * İşletim Sistemi
- * Bilgisayar Çeşitleri
- * Konfigürasyonlar
- * İletişim Ağları
- * Performans Analizleri

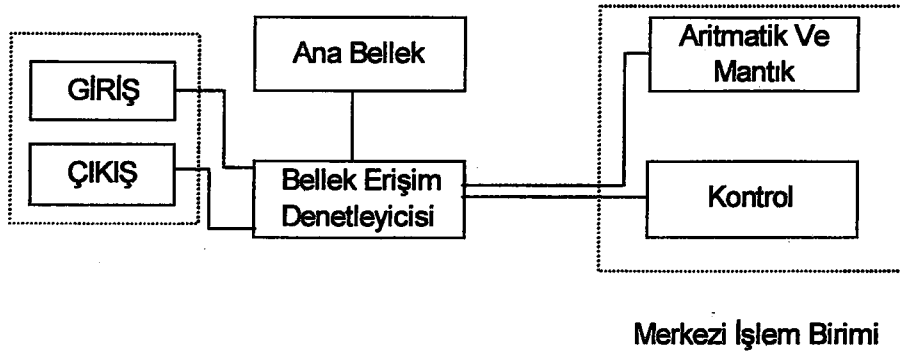
* Güvenirlilik



Şekil 4.1. İGDAŞ SCADA sistemi kontrol merkezi

4.3. Donanım Parçaları

- 1- Bilgisayarlar.
- 2- Giriş - Çıkış Birimleri
- 3- Depolama Birimleri
- 4- Yedekleme Birimleri



Şekil 4.2. Bilgisayar birimleri arasındaki ilişki

4.3.1. Bilgisayarlar

Bilgisayarlar kontrol merkezinde her türlü ek üniteler üzerinde kontrolü sağlayan birimlerdir. Beş ana bölüme ayrılır: giriş, çıkış, bellek, aritmetik ve mantıksal birim, kontrol birimi. Bu birimler arasındaki ilişkiler aşağıda gösterilmiştir.

4.3.1.1. Giriş birimi

Giriş birimi, merkezi işlem birimine dış birimlerden verilerin gelmesini sağlar. Bu birimin kontrol ettiği üniteler şu şekilde sıralanabilir.

*Grafiksel giriş Üniteleri; Mouse digitizer gibi şekil ve benzeri şeylerin bilgisayara aktarılmasında kullanılır

*Haberleşme Üniteleri; Bilgisayarın diğer bilgisayarlarla iletişim kurmasını sağlar. Bu iletişim genellikle modem (telefon hatlarıyla) yada veri ağlarıyla (LAN, WAN gibi) sağlanır.

4.3.1.2. Depolama üniteleri

Depolama birimleri gelen verileri yada bilgisayarlarda çalışan programları depolamak için kullanılır. Bu birimler genellikle sabit disk, teyp gibi ünitelerdir.

4.3.1.3. Çıkış birimi

Çıkış birimi verilerin dış dünyadaki ünitelere ulaştırılmasını sağlar. Örneğin ekrandaki bir bilginin yazıcıya aktarılması için bu birim kullanılır. Çıkış birimine bağlı olan bir kaç ünite şöyle sıralanabilir.

*Yazıcılar; Alarm, rapor ve ekrandaki bilgilerin kağıt üzerine aktarılmasında kullanılır.

*Çiziciler; Harita ya da şekillerin kağıt üzerine aktarılmasında kullanılır.

*Grafiksel Gösterim Birimleri; Bilgisayar içindeki verilerin kullanıcıya gösterilmesinde kullanılır. Bu ünitelerden birkaçı şunlardır: Monitör, projeksiyon makineleri, mopboard'lar.

4.3.1.4. Ana bellek

Ana bellek bilgisayarın çalıştırdığı programlarının bulunduğu, verilerin depolandığı birimdir. Ana bellek çeşitleri şu şekilde sıralanabilir:

- RAM (Rasgele erişim bellek) Hem yazılıp hem okunabilen bellektir. Bilgisayarın çalıştırdığı programlar diğer bellek üzerinde bulunur.

- ROM (Sadece okunabilir bellek) Sadece okunabilen bellek çeşididir. Genellikle bilgisayarın açılış anında çalıştırması gereken programları içerir.

-CACHE (Hızlı, tampon bellek) RAM ve ROM'a göre çok hızlı belleklerdir. Bu yüzden tampon bellek olarak kullanılırlar.

4.3.1.5. Bellek erişim denetleyicisi

Bilgisayarın içinde bulunan veri yolu bilgisayarın içindeki birçok üniteye gitmektedir. Bu yüzden veri yolu üzerinden hafızaya erişimin bir ünite tarafından yapılması gerekir. Bu da Bellek Erişim Denetleyicisi tarafından gerçekleştirilir.

4.3.1.6. Merkezi işlem birimi

Merkezi işlem birimi bilgisayarın içindeki birimlerin koordinasyonunu sağlar. Veriler üzerinde aritmetiksel ve mantıksal işlemler yapar. Farklı birimler arasında verileri transfer eder.

4.3.2. Giriş – Çıkış birimleri

Giriş - Çıkış birimleri bilgisayarın giriş çıkış ünitesine bağlanabilen birimlerdir. Bu birimleri kontrol eden birkaç standart denetleyici vardır. Bunlar seri, paralel ve SCSI denetleyicilerdir. Bu denetleyiciler bilgisayarı en az yoracak şekilde gerekli fonksiyonları yerine getirirler.

* Yazıcı Denetleyicisi; Yazıları kontrol eden veri transferi sağlayan denetleyicilerdir. Paralel ya da seri olabilirler.

* Haberleşme Denetleyicisi; Bilgisayarın diğer birimlerle bağlantı kurmasını sağlar.

* Kullanıcı Arabirimi Denetleyicisi; Verilerin kullanıcı arabirimleri arasında gidiş gelişini kontrol eder. Bu bağlantı genellikle yerel iletişim ağlarıyla yapılır.

* RTU Denetleyicisi; RTU denetleyicileri genellikle yukarıda bahsedilen haberleşme ünitelerini kullanarak veri transferi sağlarlar.

* Yedek Bellek Denetleyicileri

* SCSI Denetleyicisi; Seri ve paralel portlarda her denetleyici sadece bir üniteyi kontrol edebilmekteydi. Fakat teknolojinin gelişmesiyle yaygınlaşan SCSI denetleyicilerinde, her denetleyici birden fazla üniteyi kontrol edebilmektedir. Ve değişik cinsteki üniteler için aynı SCSI denetleyicisi kullanılabilir.

* Ses Denetleyicisi

4.3.3. Depolama birimleri

Depolama birimleri bilgisayar verilerinin ve programlarının depolanması için kullanılır.

* Floppy Diskler; Taşınabilir depolama birimleridir. Fakat az kapasiteye sahiptirler (320 KB, 3-4 MB). Genellikle PC tabanlı bilgisayarlarda oldukça yaygın kullanılırlar. Güvenilirlikleri, hızları ve kullanım süreleri azdır.

* Hareketli Kafalı Diskler; Oldukça popüler depolama birimleridir. Yüksek erişim hızları vardır (8 -80 milisaniye). Hızlı veri transferi yapabilirler. Yüksek kapasiteye sahiptirler (2 MB. 3 GB). Kullanım süreleri ve güvenilirlikleri floppy disklere göre daha fazladır.

* Sabit Kafalı Diskler; Oldukça eski teknolojiye sahiptirler. Fakat çok hızlı erişim sağlayabilmektedirler. Kapasiteleri hareketli kafalı disklere göre daha azdır.

* Değiştirilebilen Sabit Diskler; Bu tür diskler hareketli kafalı disklerle aynıdır. En önemli özellikleri floppy diskler gibi taşınabilir ve değiştirilebilir olmalarıdır.

* Optik Diskler; Optik diskler oldukça yüksek veri depolama kapasitesine sahiptirler (650 Mbyte). Boyutları 5.25" çapında bir daire kadardır. Yüksek erişim hızları vardır. Ve manyetik ortamlardan kesinlikle etkilenmezler. En büyük dezavantajları sadece okunabilir olmalarıdır.

*Manyeto - Optik Diskler; Optik disklere göre en büyük avantajı tekrar yazılabilir olmalarıdır. Ve veri depolama kapasiteleri oldukça yüksektir. (1 Gbyte)

4.3.4. Yedekleme birimleri

Yedekleme birimleri veri depolama ünitelerinde meydana gelen bozukluklara karşı verilerin yedeklenmesi için kullanılır.

* Teyp Ünitesi (0,5"); Düşük hızlarda çalışır. 100 Mbyte'ın üzerinde depolama kapasitesi vardır.

* V8 Teyp Ünitesi (8 mm); Yüksek kapasitede veri depolama özelliği vardır (1 Gbyte). Yüksek veri hızı sağlar.

* Yazılabilen Optik Diskler; Yazılabilen optik diskler az yer tuttıkları, güvenilir oldukları ve yüksek veri depolama gücüne sahip oldukları için yedekleme amaçlı kullanıma oldukça uygundurlar.

4.4. İşletim sistemi

İşletim sistemi bilgisayar sisteminde çalışan programların kontrolünü yapar. Ek ünitelere erişimi sağlar. Verilerin depolama ya da yedekleme birimlerine transferini sağlar. Bellek erişimini denetler. Sistem kullanıcılarının erişimlerini denetler.

4.4.1. Tek görevli ve tek kullanıcıli iletişim sistemi

Bu tür işletim sistemlerinde sadece aynı anda bir tek kullanıcı bilgisayarda çalışabilmektedir. Ve aynı anda sadece bir program işletilebilmektedir.

4.4.2. Çok görevli ve çok kullanıcıli işletim sistemi

Birden fazla kişi, birden fazla programı aynı anda işletebilmektedir. Bu sistemler genellikle iletişim ağı tabanlıdır. Dolayısıyla verilerin ortak olarak kullanımı sağlanabilmektedir. Bu tür sistemlerin standartlara uyumlu olması gerekmektedir. Bunun sebebi yazılımların başka sistemlere aktarılması gerekliliğidir.

4.5. Bilgisayar çeşitleri

4.5.1. Mainframe bilgisayarlar

Yüksek kapasitede veri işleme hızına sahiptirler. Birden fazla merkezi kontrol birimleri vardır. Çok kullanıcı bir işletim sistemi içerirler. En büyük dezavantajlarından birisi büyük hacme sahip olmasıdır. Ayrıca ısıya, neme, kirli havaya karşı hassas olup, regüle ve filtre edilmiş enerjiye gereksinimleri vardır. Arıza durumunda bütün sistem durmaktadır. Bu tür bilgisayarlar kontrol merkezinde ana kontrol bilgisayarı olarak kullanılmaktadır.

4.5.2. Mini bilgisayarlar

Mainframe bilgisayarlara göre daha az yer tutarlar. Fakat daha yavaşırlar. Genellikle bir tane merkezi kontrol birimi içerirler. Kontrol merkezinde ana bilgisayarlara veri sağlama, ek üniteleri kontrol etme, dolayısıyla sistemin genel performansını arttırmak için kullanılırlar.

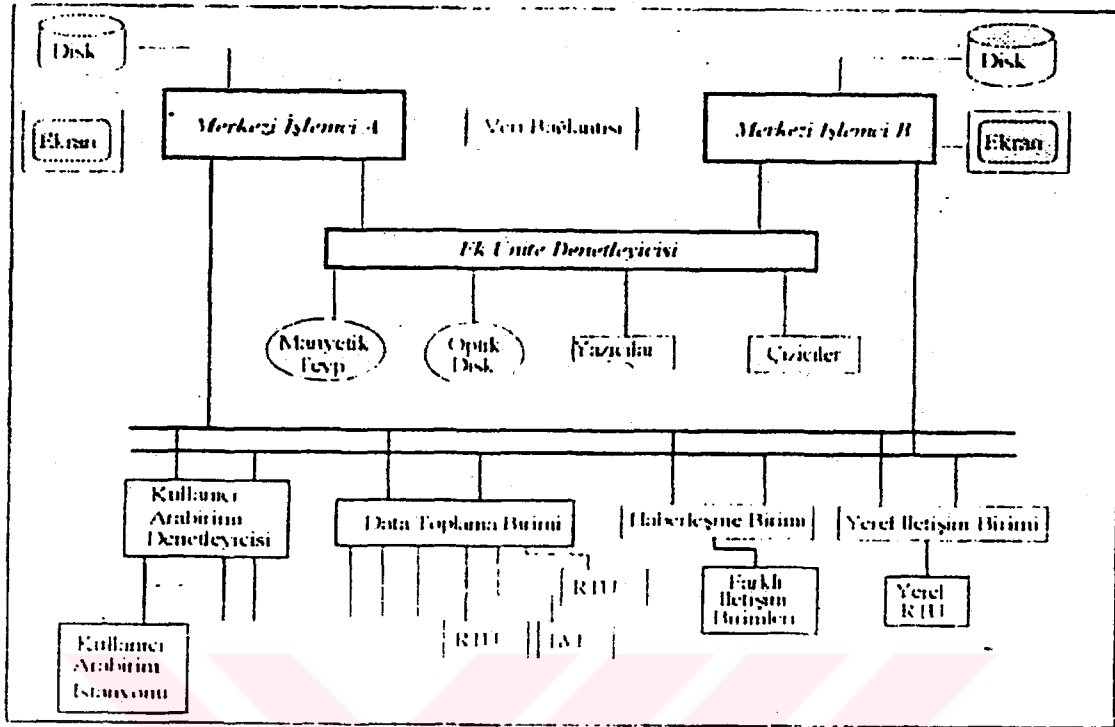
4.5.3. Kişisel bilgisayarlar

Oldukça yaygın kullanım alanlarına sahiptirler. Genişletilebilir olma özellikleri vardır. Kontrol merkezinde rapor üretimi, istatistiksel analizler. RTU'larla haberleşme ve ek üniteleri kontrol amacıyla kullanılırlar.

4.5.4. Süper mini bilgisayarlar

Paralel merkezi kontrol mimarisi ile donatılmışlardır. Bu yüzden yüksek hızlarda çalışırlar (20 - 100 Milyon Komut / Saniye). Süper mini bilgisayarlar yavaş yavaş mainframe bilgisayarların yerini almaya başlamışlardır. Bu yüzden kontrol merkezinde ana bilgisayar olarak kullanılabilirler.

4.6. Konfigürasyonlar



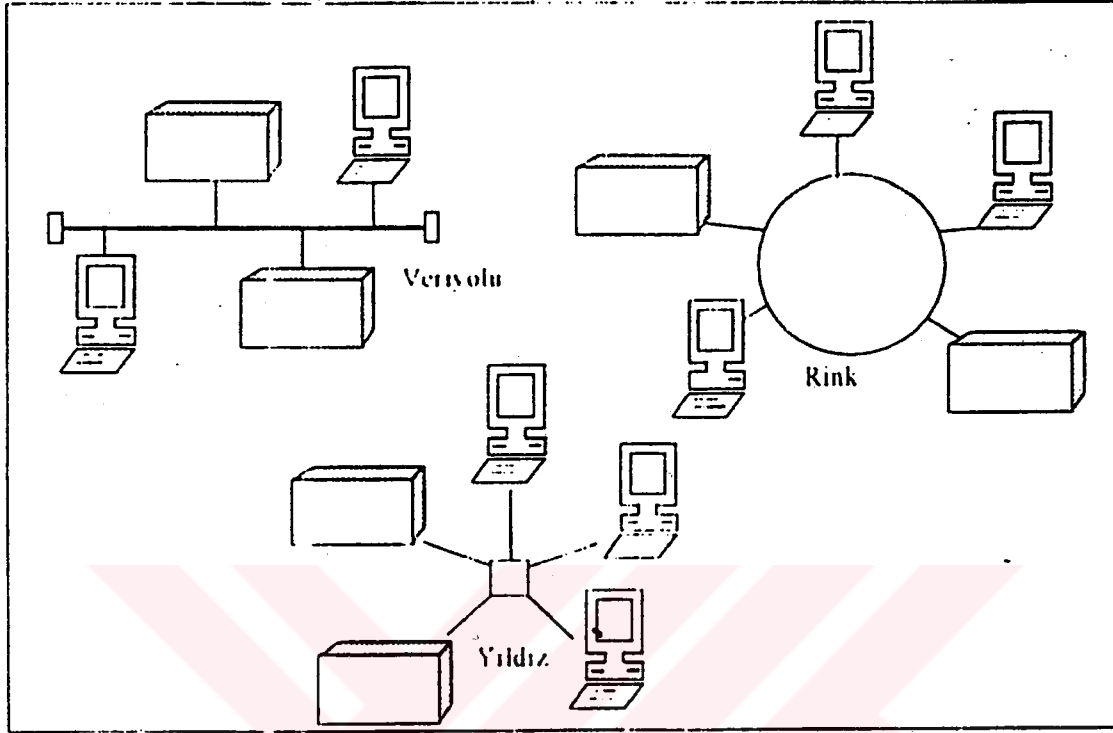
Şekil 4.3. Merkezi kontrol birimleri

- * Kullanıcı Arabirim Denetleyicisi; Grafikselsel Terminal Kontrolü için kullanılır.
- * Data Toplama Birimi; Modemler ya da direk bağlantı (fiber optik gibi) vasıtasıyla RTU'larla veri transferi için kullanılır.
- * Haberleşme Birimi; Bölgeler arası haberleşme için ya da genel iletişim ağlarıyla (meteoroloji gibi) haberleşme için kullanılır.
- * Ek Ünite Denetleyicisi; Ek ünite denetleyicisi optik disk, sabit disk, yazıcı ve çizici gibi birimlerin kontrolünü yapar.

4.7. İletişim ağları

Genel olarak iki türlü iletişim ağı kullanılır.

4.7.1.Yerel iletişim ağıları (LAN)



Şekil 4.4. Yerel iletişim ağı

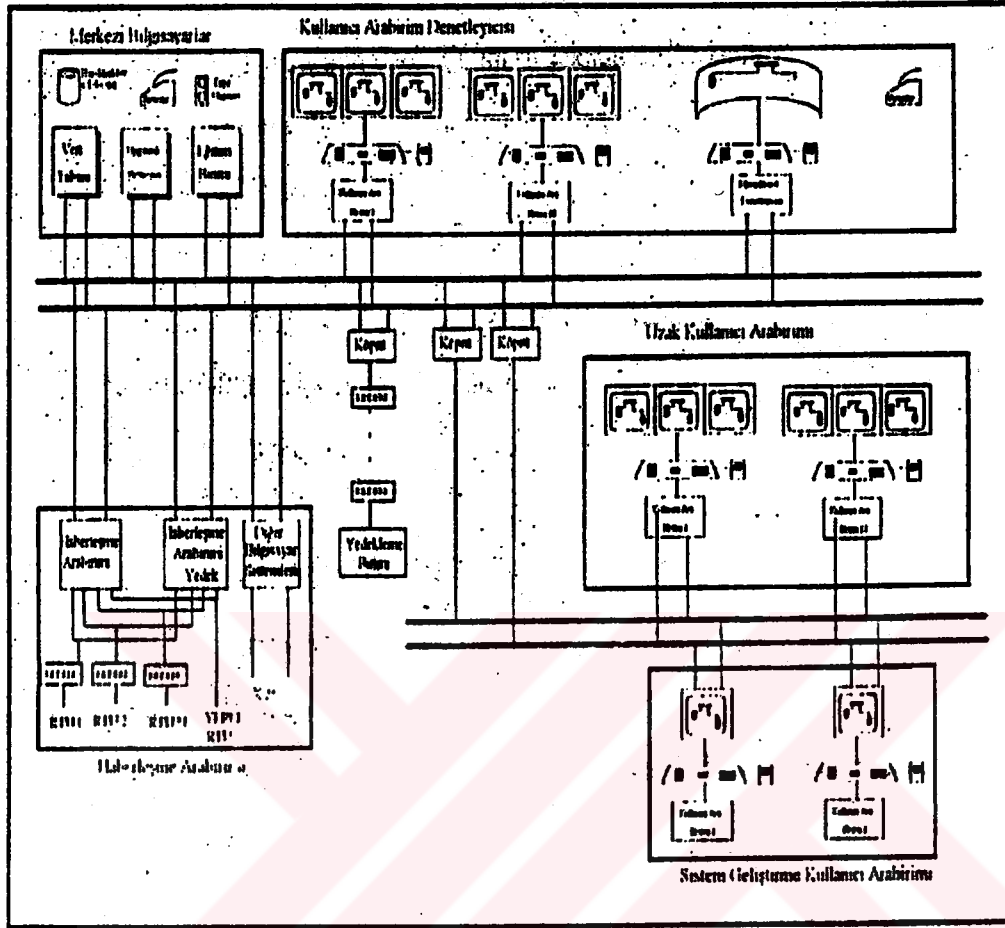
Yerel iletişim ağlarının özellikleri şunlardır;

- Veri paylaşımı
- Program paylaşımı
- Çok sayıda bilgisayar içerebilme
- Farklı özelliklere sahip bilgisayarları bağlayabilme
- 1-100 Mbit / sn iletişim hızı
- Ek ünite paylaşımı

SCADA sistemlerinde LAN'ın faydalan şu şekilde sıralanabilir;

- Dağıtılmış bilgi işleme
- Ek ünite paylaşımı
- Veri paylaşımı

4.7.2. Geniş iletişim ağıları (WAN)



Şekil 4.5. Geniş iletişim ağıları

Geniş iletişim ağlarının özellikleri şunlardır;

- 10 Km'den fazla iletişim.
- Modemler, fiber optik kablolar, radyo sinyalleri kullanarak haberleşme .
- 2000 - 2400 bit/sn erişim hızı.

SCADA Sisteminde WAN'ın kullanım amaçları şu şekilde sıralanabilir;

- Bölgesel Kontrol Merkezleri arası iletişim
- Diğer bilgisayar sistemleriyle bağlantı
- Diğer haberleşme merkezleri ile bağlantı

4.8. Performans analizi

Sistemin performans analizlerinde Şu noktalar ele alınmalıdır:

- Karmaşık olaylar karşısında sistemin testi
- Saniye başına yaptığı komut sayısı
- Saniye başına yaptığı aritmetik işlem sayısı
- Diğer performans testleri (Dhyrstone, Whetstones)

4.9. Güvenirlilik

Sistemin belirli bir bölgesindeki hata, sistemin genel durumunu etkilememelidir. Bir arıza karşısında sistemin onarım zamanı kısa olmalıdır. Arızanın yeri bilgisayarlar tarafından otomatik olarak belirlenmelidir.

4.9.1. Az güvenilir sistemler

Dar kapsamlı SCADA sistemlerinde uygulanır. Arızalanan parçanın yenisinin alınmasıyla hata giderilmektedir. Dolayısıyla hata giderme zamanı birkaç saat ile birkaç gün arasında değişmektedir.

4.9.2. Cold - Standby sistemler

Sistemin bütün parçalarının yedekleri stokta bulunmaktadır. Dolayısıyla hata giderme zamanı bir kaç saate düşmektedir.

4.9.3. Hot - Standby sistemler

Sistemde ikinci bir ana bilgisayar bulunmaktadır. Hata anında bu bilgisayar ana bilgisayarın yerine geçirilmektedir. Dolayısıyla hata giderme zamanı birkaç dakika alır.

4.9.4. Dual - Redundant sistemler

Sistemde ikinci bir ana bilgisayar vardır. Bu bilgisayar devamlı olarak veri tabanını ana bilgisayardaki gibi yeniler ve hata anında otomatik olarak devreye girer.

4.9.5. Fout - Tolerant sistemler

Sistemdeki her bir fonksiyon iki yada daha fazla bilgisayar tarafından aynı anda yapılmaktadır. Fakat oldukça pahalı sistemlerdir.

4.9.6. Multi bilgisayar sistemleri

Sistemin fonksiyonları bilgisayarlar arasında dağıtılmıştır. Arıza anında daha az önemli iş yapan bilgisayar, arızalı bilgisayarın görevini üstlenir.

BÖLÜM 5

GENEL TANIMLAR KURALLAR VE DONANIMLAR

5.1. Giriş

Bu bölümde doğal gaz toplama, iletim ve dağıtım hatları ile ilgili tanımlamalar ve tanıtımlar yapılacaktır. Doğal gaz hatlarının tasarımı için sistemin temel parametreleri kadar hattın güzegahının, imalatının, işletme şartlarının, teknik ve teknolojik imkanların ve gereklerin ve gazın davranışının vb etkenlerin düşünülmeside büyük önem taşır. Bu nedenle tesis edilecek bir boru hattının üzerinde bulunması gereken ve/veya bulunmasında fayda olan donanımların, tesis edilebilme sınırlarının ve alınması gereken tedbirlerin bilinmesi gerekir.

5.2. Sistem Tipleri

Şekil 5.1 gaz toplama aşamasından gazın sınai, ticari, evsel kullanım şeklinde tüketiciye ulaştırılmasını ve bu işlevi yerine getiren esas donanımı, transmisyon hatlarını, dağıtım hatlarını ve tipik şebeke diagramını göstermektedir. Buradaki ifadelerin anlamları aşağıda belirtilmektedir .

5.2.1. Gaz toplama sistemi

Gaz toplama sistemi kuru veya ıslak gazın kuyulardan alınarak gaz ve sıvı ayrımının yapıldığı bir ilk işleme merkezine taşındığı boru hattı şebekesidir.

5.2.3. Ana boru (transmisyon) hattı

Ana boru hattı, doğal gaz ayırma ünitesinden alınan gazın bir veya daha fazla dağıtım merkezlerine veya tüketim merkezlerine doğal gazın taşınması amacıyla tesis edilen boru şebekesidir. Ana boru hattı genellikle kompresör istasyonları ile daha uzak mesafelere gazın taşınması işlevini yerine getiren büyük çaplı borular ile karakterize edilir.

5.2.4. Gaz dağıtım sistemi

Gaz dağıtım sistemi bireysel servis hatlarına gazın taşınmasını sağlayan ve bir bütünlük oluşturan borulama sistemidir .

5.3. Dizayn İçin Lokasyon (Mahal) Sınıfları

Gaz taşıma hatlarında hasar ve tehlike olasılığı değişen imar, nüfus yoğunluğu, coğrafi şartlar, fiziksel çevre vs şartlara bağlı olarak değişir. Mahal sınıfı, sahadaki boru hattı ve ana dağıtım hattı inşaat sınıfları, işletme basıncı değerleri ve deneysel metotların tayininde dikkate alınmak üzere, sahanın yaklaşık nüfus yoğunluğu ve diğer özelliklerine bağlı olarak yapılan coğrafi sınıflandırmadır. TSE ve ASME 31.8 insan hareketi yoğunluğunu, lokasyon sınıfı tespiti ve boru hattı dizaynına uygun bir dizayn faktörü ile ilgili olarak niteler .

Birinci Sınıf Mahal: Birinci sınıf mahal, boru hattı güzergahı üzerinde 1 kilometrelik uzunlukta ve boru hattı eksen olarak alındığında; 200'er metre sağında ve solundaki sahada en çok 6 adet mesken (bina olarak) bulunan sahadır. Birinci sınıf mahal boş arazi, tarlalar, bataklık, vs gibi nüfus yoğunluğunun çok az olduğu bölgeleri ve deniz bölgelerini gösterir .

İkinci Sınıf Mahal: İkinci sınıf mahal, boru hattı güzergahı üzerinde 1 kilometrelik uzunlukta ve boru hattı eksen olarak alındığında; 200'er metre sağında ve solundaki sahada 6 adetten fazla 28 adetten az sayıda mesken bulunan sahadır. İkinci sınıf mahal, nüfus dağılımı birinci ile üçüncü sınıf mahaller arasında olan , şehir ve kasabaları çevreleyen arazi ile kamuya ait arazi sahalarını belirtir .

Üçüncü Sınıf Mahal: Üçüncü sınıf mahal, boru hattı güzergahı üzerinde 1 kilometrelik uzunlukta ve boru hattı eksen olarak alındığında; 200'er metresolunda ve solundaki sahada 28 adet veya daha fazla mesken (bina olarak) bulunan ve dördüncü sınıf mahal özelliklerine haiz olmayan sahadır. Üçüncü sınıf mahal, şehir genişleme sahaları, alışveriş merkezleri, mesken bölgeleri, endüstri bölgeleri ve dördüncü sınıf mahal özelliklerine uymayan ve nüfus yoğunluğu fazla olan diğer sahaları belirtir .

Dördüncü Sınıf Mahal: Dördüncü sınıf mahal, çok katlı binaların bulunduğu, halka açık olan gerek yer üstünde ve gerekse yer altında trafik yoğunluğu, nüfus dağılımı yüksek olan sahalarıdır .

5.4. Boru Dizayn Formülü

Gazın borulanmasında projelendirme basıncında anma boru et kalınlığı için aşağıdaki amprik formül verilmektedir. Ayrıca boru içinde gazın basıncının boru

$$P=2SI / (D.F.f.T) \quad (5.1)$$

gövdesinde eksene dik düzlem üzerinde ve boru çevresi doğrultusunda meydana getirdiği gerilme $S_H = P.D / 2I$ ifadesiyle verilmektedir. Bir boruda müsaade edilen azami çevre gerilmesi boru malzemesine ve kalitesine kullanıldığı yer ve işletme şartlarına bağlıdır. Ayrıca boru içindeki akışkanın basıncı dışında kalan toprak yükü,

Tablo 5.1: Boyuna Bağlantı Faktörü

Boru Sınıfı	[Faktörü
Dikişsiz Boru	1.000
Elektrik Direnç Kaynaklı Boru	1.000
Yüzey Alın Kaynağı (Sürekli)	0.60
Elektrik Ark-Kaynaklı Boru	0.80
Tozaltı Ark Çift Kaynaklı Boru	1.000
Spiral Kaynaklı Boru	0.80
Elektrik Eritmeli Ark Kaynaklı Boru	0.80
Alın Kaynaklı Boru	0.66
Elektrik Alın Yakma Kaynaklı Boru	1.000

Tablo 5.2: Çelik Boru Sıcaklık Faktörü

Sıcaklık (maksimum) °C	Sıcaklık Faktörü (T)
120	1.000
150	0.967
175	0.933
205	0.900
235	0.867

Tablo.5.3: Projelendirme faktörünün inşaat sınıfına göre değişimi

İnşaat Sınıfı	A	B	C	D
Projelendirme Faktörü	0.72	0.60	0.50	0.40

trafik yükü, askı durumundaki borulardaki kiriş tesiri, destek ve boru bağlantılardaki gerilmeler, genleşmelerden doğan termik gerilmeler vb çevre tesirlerinin boru bünyesinde meydana getirdiği gerilmelerdir .

5.5. Gaz Transmisyon Sistemleri

5.5.1. Yön seçimi

En mantıklı boru hattı istikameti dağıtım noktası ile toplama noktası arasında tam bir doğrusallığın olduğu istikamettir. Fakat, bu istenilen bir şeydir, kati bir kural değildir. Fiziksel alan, jeolojik durum, iskan alanlarının yoğunluğu, nüfus yoğunluğu ve normların gerekleri ile birlikte doğrusallıktan sapmaları güçlenir. Normal olarak en iyi alternatif bakım giderlerini, işletilmesini, yapımını, donanımını, projenin ömrünü ve proje maliyetlerini minimum kılacak seçenektir. İmkan dahilindeki boru hattı mesafesini değerlendirirken aşağıdaki noktalara dikkat etmek gerekir .

1. *Yerleştirme Olanaklarının Sınıflandırılması:* Doğal gazın temin ve dağıtım noktalarının genellikle sabit olmalarına rağmen mevcut şartları değerlendirilerek bir boru hattının yerinin ne zaman ve hangi şartlarda uygun olduğunun irdelenmesi gerekir. Uzun transmisyon hatlarında, orta büyüklükteki kompresör istasyonları için uygun inşaa alanlarının sağlanması nihai istikamet seçilmesinde göz önünde tutulması gereken önemli bir husustur. Son olarak gelecekte mümkün olabilecek temin ve dağıtım hatlarının ana hatta bağlantılarının dikkate alınması ana hattın istikametinin belirlenmesinde önemli bir role sahip olduğu gerçeğinin göz önünde tutulması gerekir.

2. *Arazi Durumu:* Bir boru hattının her hangi bir araziden geçişi bakım giderleri ve imalat maliyetleri üzerinde arazinin yapısına bağlı olarak önemli bir yer tutar. Örneğin arazinin kayalık olması durumunda hatların imalat maliyetleri artmasına rağmen bakım ve işletme maliyetleri azalır. Fakat, erozyon alanları, heyelan alanları, bataklıklar ve nehir geçişleri hem ilk yatırım maliyetleri hemde onarım maliyetlerinin yüksek olduğu alanlardır. Bu alanlar genellikle özel imalat metotları gerektirir ve bu tip yerlerde tesisin imalatından sonra ölçümlerin doğruluğunun korunması gerekir.

3. *Suni Alt Yapı:* Boru hattının yönü normal olarak karayollarını, demiryollarını, köprüleri, kanalları ve su kanallarını geçmek zorunda kalabilir. Bu tip geçişler ilk yatırım maliyetlerini artırır. Zira bu geçiş noktaları bazı özel önlem ve teknikler

gerektirir. Eğer sağlanabiliyorsa, bu tip geçişlerin maliyetleri alternatif istikametlerini karşılaştırarak değerlendirilmelidir.

4. Yerleşim Alanları: Boru hatlarının yönü yerleşim alanlarından gelebilecek ve gelecekte yapılması mümkünolabilecek tadilatların ve tehlikelerin azaltılması için yerleşim alanlarında nüfus yoğunluğunun fazla olduğu bölgelerden sakınmak gerekir. Bu durum tersi içinde doğrudur. Yerleşim alanlarından kaçınarak boru hatları ile ilgili olabilecek hasarların ve gereksiz işlemlerin azalması sağlanacaktır. Yerleşim alanlarından geçişler ek bir ekonomik gerektirir. Bu tip alanlarda daha yüksek dizayn faktörleri alınarak boru et kalınlıkları artırılır [3,7].

5.6. Boru Hatlarının Tehlikelerden Korunması

5.6.1. Tabii tehlikeler

Boru hatları ve ana dağıtım hatlarının ani su baskını, sel, heyelan, toprak çöküntüsü veya bölgede ciddi hareketlere sebep olabilecek doğal afetlere maruz kalabilen yerlere inşaa edilmesi gerektiği durumlarda veya boru hattı üzerine normalin üstünde yük gelmesi durumunda hattı kurtarmak için mümkün olan her türlü tedbirler alınmalıdır. Bu tedbirler kapsamında hat borusu et kalınlığının artırılması, boru hattının kanal içine inşaa edilmesi, erozyonu önleyici tedbirler, ankraj tesisi vb uygulamalar bulunabilir.

5.6.2. Su altı geçişleri

Boru hatları veya ana dağıtım boru hatlarının normal olarak su altında kalan sahalardan veya su taşkınlarına maruz kalan bölgelerden (göl, körfez, bataklık) geçmesi gerektiği durumunda, hattın yüzmesini önlemek için gerekli her türlü tedbirler alınmalıdır. Bu tedbirler kapsamında hatta yeterli ağırlık verilmesi, hattın ankrajlanması gibi uygulamalar bulunmalıdır.

5.6.3. Su erozyonu

Boru hattının su altı geçişlerinde doğal değişimler sonucu akar su yatağının değişmesi, yatağın derinleşmesi sonucu su akışının sūratlenmesiyle boruda su erozyonu gōrūlebilir. Bu tip geçişlerin projelendirilmesinde hattın korunması için gerekli tedbirler alınmalıdır. Su altı geçişlerinde, boru hattı veya ana dağıtım boru hattı mūmkūn olduğu kadar sert zeminler ūzerine yerleştirilmeli, hattın gūzergahı, derinliği, branşman ve dirsek yerleri boru et kalınlığı ile hat ağırlığı su yatağının ūzelliklerine bağlı olarak seçilmelidir.

5.6.4. Kaza

Kaza sonucu zarar gōrmesi muhtemel, askıya alınmıř durumda olan hatların, sehbaalar ūzerine oturtulmuř hatların kōprū, ūzerinden geçen hatların korunması için mūmkūn olan her tūrlū tedbir alınmalıdır. Bu tedbirler kapsamında hattın muhtemel kaza bōlgelerinden mūmkūn olduęu kadar uzaęa yerleřtirilmesi veya hatların barikatlarla korunması gibi uygulamalar olabilir .

5.6.5. Deniz aşırı sahalar

Deniz aşırı boru hatlarında, hattın tabandan destekleme imkanları, yumuşak veya hareketli zemin şartları, dalga tesirleri, deniz altı akıntı durumları, deniz araçlarının tesirleri ile boru hattına zararlı olabilecek diğer faktōrler gōz ūnūnde tutulmalıdır .

5.6.6. Alt-ūst yapı alanları ve geçiřleri

Gōmūlū ana daęıtım boru hatları uygun bir ūrtū ile uygun bir derinlikte (minimum 60 cm) tesis edilmelidir. Bu ūrtūlerin yetersiz kaldıęı ve dıř yūklere ařırı derecede yūksek olduęu durumlarda gaz borusu ya ikinci ve daha mukavim bir boru içine alınır (keysingleme) yada kōprūye alınır veya ařırı derecede yūksek olan dıř yūklere

dayanabilecek şartlarda projelendirilir. Tarım arazisinden geçen hatların projelendirilmesinde toprağın derin sürüleceği (kazılacağı), erozyona açık bölgedeki erozyon sürati, veya benzeri değişikliklere açık mahallerdeki muhtemel değişiklikler dikkate alınmalıdır. Gelecekte harfiyat yapılabilecek bölgelerde, yol, karayolu, demiryolu, kanal inşaatı vb faaliyetlerde bulunulacak bölgelerde hattın korunması için gerekli her türlü tedbir alınmalıdır. Boru hatlarının eski çalışmayan çeşitli altyapı boruları ile arasında belli bir mesafeyi sağlaması gerekir. Bu mesafelerin sağlanmaması durumunda özel önlemler alınması gerekir.

Çelik boru hattı inşaatı 4 sınıfa ayrılır. Bu inşaat sınıflarının ayrıntıları TSE 8054 te verilmiştir. İnşaat sınıfının projelendirme faktörüne göre değişimi tablo 2.3'te verilmiştir.

5.7. Boru Hattı Vanaları

Ana hat vanaları gaz transmisyon hatlarına hem emniyet hemde ekonomik sebeplerle yerleştirilir. Temel gerekçe gaz kaybının azaltılması ve boru hattına gelebilecek zararların tehlikesini azaltmaktır. Ana hat vana yerlerinin tespitinde düşünülmesi gereken faktörler vanalara sürekli giriş imkanları, gazın korunması, her hangi bir tehlike veya onarımda hattın belirli herhangi bir bölgesindeki blow-down'a müdahale zamanı, gaz arzının sürekliliği, çalışma esnekliği, boru hatlarında gelecekte yapılacak işlemler boru hatlarının işletilmesini ve güvenliğini etkileyebilecek önemli doğal şartları içerir. Vanaların maksimum yerleştirme aralıkları lokasyon sınıflarına bağlı olarak tablo 2.4'te verilmiştir. Ana hat vanaları tam açık olmalıdır; kontrol piglerinin geçişine mani olmamalıdır.

Tablo 5.4: Vanaların yerleştirilme aralıkları

1.Sınıf Mahal	32 km
2.Sınıf Mahal	24 km
3.Sınıf Mahal	16 km
4.Sınıf Mahal	8 km

Basınç dağıtım sistemlerindeki vanalar, acil bir durumda ana dağıtım hattının bir kısmının kapatılma müddetini azaltmak için ulaşılabilir mahallere tesis edilmelidir. Bu vanalar arasındaki mesafelerin tayini için işletme basıncı ve dağıtım hatlarının büyüklüğü ve bir kapatmanın tesir edeceği tüketici tipleri ve sayısı gibi mahalli fiziki şartlara önem verilmelidir.

5.8. Gaz Toplama Sistemleri

5.8.1. Yoğuşma oluşumu

Boru hattı boyunca gaz sıcaklığının çiğlenme sıcaklığının altına düşmesi neticesinde sıvılar oluşur. Kaynaktan elde edilen gazın içinde hem hidrokarbon hemde su vardır. Bunlar yoğuşabilirler ve hatlarda kodların düşük olduğu yerlerde toplanabilirler. Hatta hattın çok daraltarak gaz geçişini engelleyebilirler. Buna ek olarak, boru hattının kapasitesinde azalma büyük hacimlerdeki sıvıların gaz akış yönündeki davranışları ekipmanlarda sorunlar çıkarabilirler; yada çok küçük çalışma alanlarında bir çok arızaya ve hasara neden olabilmektedir [3].

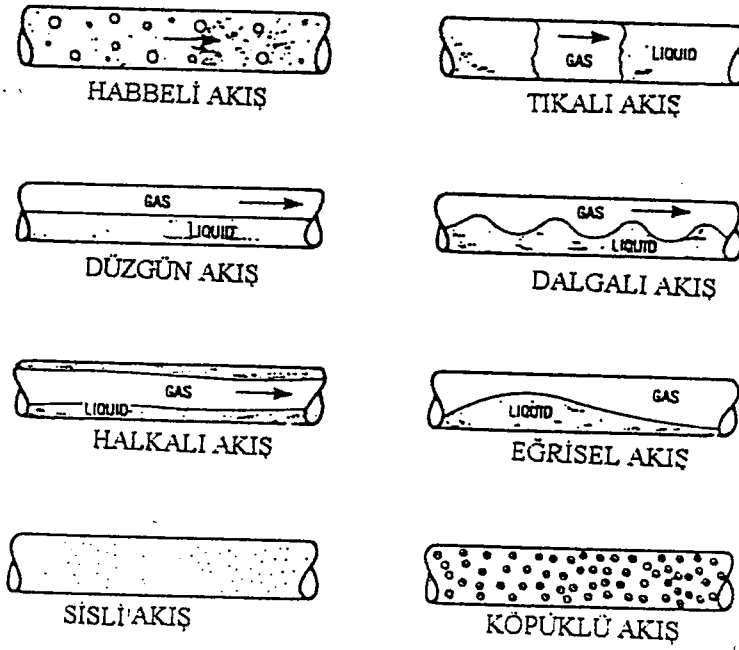
5.8.2. Hidrat oluşumu

Uygunsuz şartlar altında, düşük molekül ağırlıklı metan, propan, bütan gibi çözünmez hidrokarbonların su ile birleşme neticesinde hidratlar cıvarda tortular oluşturur. Buz veya ıslak kara benzer görünüşleri olan hidrat kristalleri hemen hemen transmisyon hatlarının sonlarında ve tapalarda oluşurlar. Ayrıca hidratlar basınç düşmesiyle oluşan soğuma neticesinde meydana gelirler. Bu problem özellikle basınç kontrol vanalarında ve basınç regülatörlerinde gerçekten dönme şeklinde oluşabilen bir problem şeklinde görülebilir. Hidratlar gaz sıcaklığının yüksek tutulmasıyla, dehidratizasyon özelliği olan bir gaz ile yada glikol veya metanol enjeksiyonu ile önlenabilmektedir [3].

5.8.3. Çok fazlı akış

Gaz-sıvı-su yada sıvı-gaz-su eş zaman akış problemleri üretim alanlarında artan bir önem kazanmaktadır. İki yada daha çok akışkanların özelliklerinden ve akışkanın akışlarının farklı modellerinden dolayı akış özelliklerine bağlı olarak problemler karmaşıktır. Her hangi bir hatta bu tip modeller, akış şartlarının değişimine bağlı olarak değişebilirler ve boru hattının farklı noktalarında farklı şartlardadırlar. Araştırmacılar çok fazlı akışta farklı akış modelleri geliştirilmiştir. Bunlar genel olarak şekil 5.2'de gösterilmiştir.

1. *Habbeli (Bubble) Akış*: Gaz habbeleri boru üst kısmı boyunca sıvı hızı ile aynı hızda olduğu akıştır.
2. *Tıkalı Akış*: Gaz habbeleri birleşerek büyük gaz habbeleri şeklini alarak borunun kısmi geçiş bölgesinin büyük bir kısmını doldurur.
3. *Düzgün (Laminer) Akış*: Gaz-sıvı etkileşimi borunun üst kısmı boyunca izafi olarak gaz akışı ile düzgündür.
4. *Dalgalı Akış*: Sıvı yüzeyinde dalga şeklinde olan akıştır.
5. *Eğrisel Akış*: Bazı sıvı dalgalarının yüksekliğinin borunun üst taraflarına çıkarken diğer bir kısmının boru alt seviyesine yaklaştığı akışlardır.
6. *Halkalı Akış*: Sıvının borunun iç yüzeyi boyunca akarken halka oluşturarak, oluşturulan halkanın içindende gaz akışının olduğu akışlardır.
7. *Püskürtmeli Akış*: Sıvının gaz içine yayıldığı akıştır.
8. *Köpüklü Akış*: Köpüklü akışların kesit boyunca yayıldığı akıştır.
9. *Katmerli Akış*: Boru kesiti boyunca sıvının ve gazın kesitin altında ve üstünde olan akıştır.

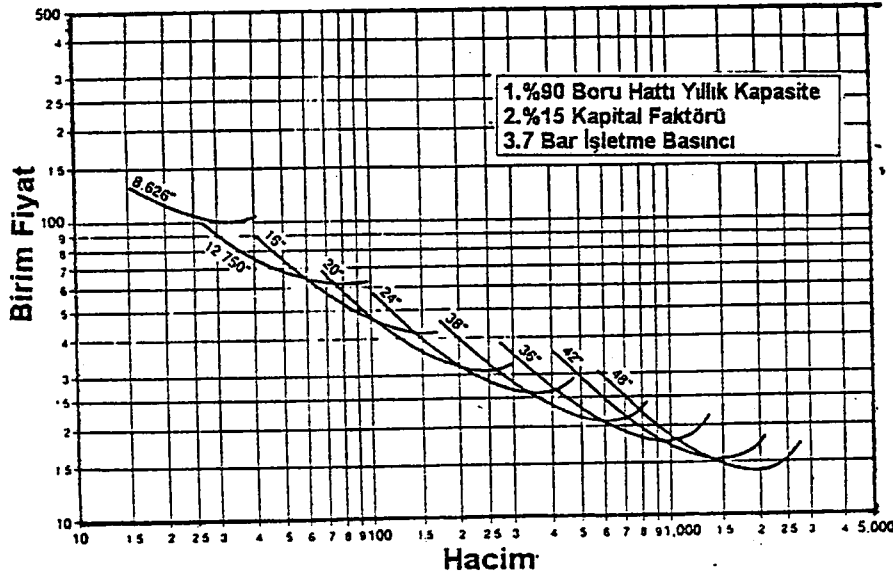


Şekil .5.2: Çok Fazlı Akış Şekilleri.

Bu akış modelleri çok fazlı akıştaki basınç düşüşünün daha fazla olduğunu vurgulamaktadır. Basınç düşmesinin ilk sebebi sürtünmedir. Çok fazlı akışta, sürtünmeye ek olarak enerji kayıpları, gazın akışkan içinde hızlanmasına bağlı olarak gazın sıkıştırılmasına dalgalanma ve slug şeklindeki akış biçimlenmesine bağlı olarak oluşur. Bu kayıplar akış modelinden akış modeline bağlı olarak ve bir akış modelinde akış karakteristiğinin değişmesiyle değişir. Borulardaki iki fazlı akıştaki ikinci bir sebepte, daha küçük geçiş bölgesi alanının her bir faz için farklı olmasıdır. Basınç kaybı boru çapının beşinci kuvvetiyle ters orantılıdır. Çok fazlı akış konusu oldukça geniş ve karmaşık bir konudur. Bu konuda değişik akış modelleri üzerinde yapılan deneyler ve modelleme çalışmaları neticesinde akış modeli haritaları yardımıyla akış örneğinin en iyi şekilde tahminini ve basınç düşümü eşitlikleri formülleri geliştirilmiştir. Fakat bu konuda yapılan çalışmaların bir kaç parametreye bağlı olarak yapılması farklı haritalardan ve eşitliklerden elde edilen değerlerinde oldukça farklı olmasına neden olmaktadır. Bugün bu konuda yapılmış ve oldukça geliştirilmiş bilgisayar programları mevcuttur.

5.9. Çap Seçimi Ve İstasyon Konulması

Borulama yatırımları genellikle transmisyon hatları için en masraflı olan kısımdır. Bu nedenle istenilen gaz miktarının etkin bir şekilde iletilmesi ve uygun bir fiyata mal olması uygun için boru boyutlarının hesaplanması gerekir. Bu nedenle bunu yapabilmek için, kompresörün yerinin seçimi ve motor gücünün tespiti göz önüne alınmalıdır. Motor gücü ile karşılaştırmalı olarak ilk yatırım masraflarında boru tonajları ilk yüksek masrafları karşılarken, borular için işletme giderleri izafi olarak ihmal edilebilir ve kompresörün yakıt ve onarım giderleri önemli bir yer tutar. Boru boyutlarının düşürülmesiyle gerçekleştirilecek tasarruflar, neticede artan motor gücü gereksinimi ile ilgili maliyetlerle kompanse edilebilir. Gerekli boru boyutunun seçimine ait bir örnek şekil 2.3'ten yapılabilir. Bu diagram gaz transmisyon masraflarına ve kapasiteye bağlı olarak çap eğrilerini göstermektedir. Bu grafik yaklaşık olarak boru çapının tespiti ve karşılaştırılması için bir ilk ekonomik analiz olarak kabul edilebilir. Bu işlem daha etkin bir şekilde gaz transmisyon hatlarının ekonomikliği çalışmaları için geliştirilmiş bilgisayar programları kullanılarak yapılabilir. Bu programlar bir çok alternatiflerin karşılaştırılması ve en ekonomik alanının seçimine imkan vermektedir. Optimum boru boyutunun seçilmesi ile sistem seçiminin tam bir dizaynı temel akış eşitlikleri kullanılarak teyit edilebilir.

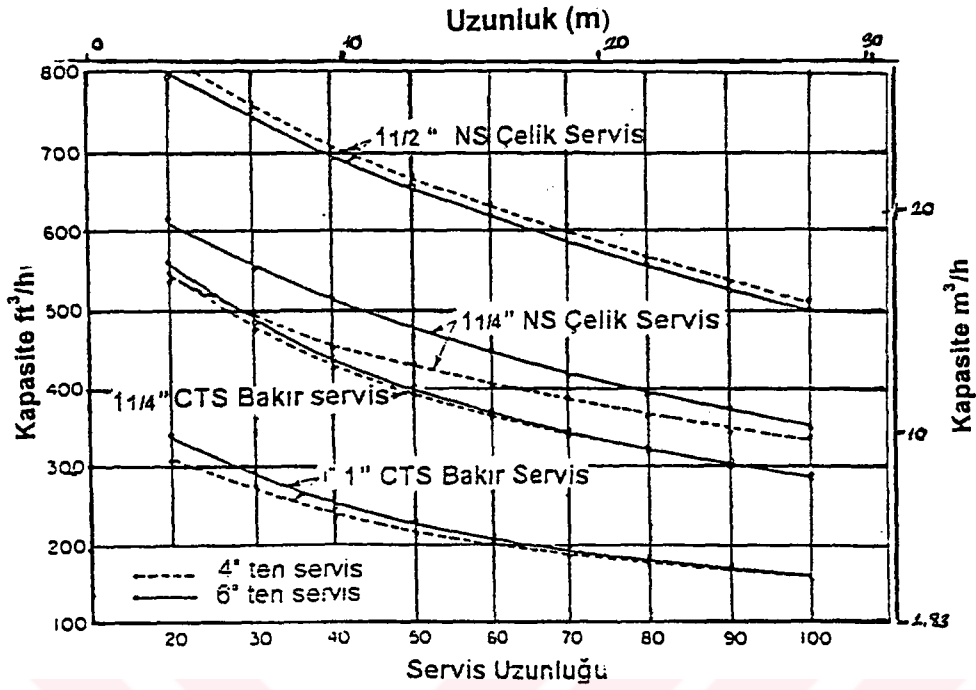


Şekil 5.3: Gaz transmisyon hatları maliyeti ile boru çapı ilişkisi

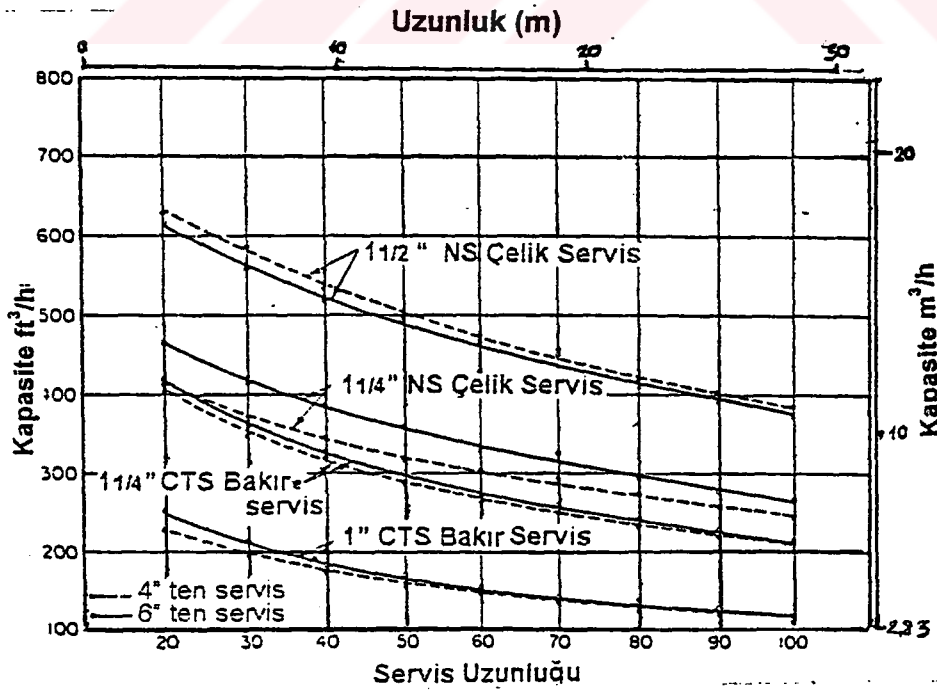
5.10. Gaz Dağıtım Hatları

Genellikle tüketici sayaçlarını dağıtım hatlarına bağlayan servis hatları gaz dağıtım firmaları tarafından bağlanmasına rağmen, borunun gerçek sorumlusu değişkendir. Bazı alanlarda gaz şirketleri sayaçların tamamına ve bu bölümlerdeki servis hatlarına sahiptir. Fakat bazı tüketiciler gaz temin hattından doğrudan kendi boruları ile gazın teminini gerçekleştirirler ve bu tesisin sahibidirler. Servis hatlarının boyutları çeşitli gaz dağıtım şirketlerince yayımlanmış tablolardan ve diagramlardan tespit edilebilir.

Uygun boyutların seçiminde çok farklı kaideler kullanılabilir. Bazıları bir maksimum basınç düşümü kullanırken; bir diğer kısmı bütün servis hatları için maksimum bir boyutu kullanır. Yine üçüncü bir kısımda, her bir tesis için detaylı bir maksimum basınç düşümü metodu kullanır. Bağlantılarda olan basınç kayıpları servis hatlarının uzunluğu ve esas basınç bir servis hattının boyutlarının belirlenmesinde belirleyicidir. Genel olarak bu değişkenlerin kombinasyonu bir temel basınç için, müsaade edilebilir bir basınç düşümünün seçimi daha sonra tahmin edilen yüke ve servis hattının uzunluğuna dayanan bir esas ile servis hattının boyutlarının tespiti şeklindedir. Burada tahmini yine kabul edilecek bir basınç düşümünü kapsamalıdır. Çünkü bir servis hattında bağlantı yükünün kararlaştırılmasındaki en kolay yol budur ve dolayısıyla boyutlandırmada bu yöntem kullanılır. Bazı firmalar aynı zamanda kullanılmayan fakat bulunması gerekebilecek (ocak, şofben vs) bütün aletleri kapsayan bir çeşitlilik faktörü kullanarak hesaplamalarını yapmaktadırlar. Yine bazı firmalar gaz ile ısıtılan bir alana ait ısı sistemi için gerekli gazın teminini mevcut durumda binaların ısıtma yükünün bilinip bilinmemesine bakılmaksızın cihaz yüklerine göre servis hatlarının boyutlarını belirlemektedir. Bir gaz dağıtım borusunda kabul edilebilir basınç kaybı öncelikle pik saatlerde karşılanması gereken ihtiyacın esas olduğu esnada basıncın bir fonksiyonu olarak belirlenir. 6 inç (15.24cm) ile 8 inç (20.32 cm) su seviyesi aralığındaki nominal temel basınçta çalışan bir düşük basınç sisteminde gaz şirketlerinin çoğu bir servis hattında kabuledilebilir maksimum basınç kaybı olarak 8 mmSS ile 13 mmSS aralığında bir basınç kaybını kabul etmektedir (Şekil 5.3 ve şekil 5.4). Basınç aralığı 1-15 psia (0.145-2.175 bar) olan bir orta basınç çalışma sisteminde



Şekil.5.4: Toplam basınç kaybı 13 mmSS olan servis hatlarında toplam gaz akışı.



Şekil.5.5: Toplam basınç kaybı 8 mmSS olan servis hatlarında toplam gaz akışı

genellikle kabul edilebilir basınç kaybı 3.5 kpadır. Yüksek basınç sistemlerinde kabul edilebilir basınç düşümü 3.5 ila 21 kpa. Kabul edilebilir basınç kaybının seçiminde diğer bir metotta maksimum çekiş esnasında temel çalışma basıncının yüzdesi olarak belirlenmesidir. Bir gaz şirketi %20 seçerken, diğeri %10 seçebilir. Yine bir diğer metotta tam giriş ve çıkış basıncının birim alandaki farklılıkları için 10 değerinin verilmesini esas alan bir metottur.



BÖLÜM 6

SONUÇLAR VE DEĞERLENDİRME

Teknolojinin gelişmesi ve çağın ilerlemesi ile insanların beklentileri, hizmet anlayışları ve kalite kavramına yaklaşımlarıda gelişmektedir. Bu da insanlarla iç içe olan, insana hitap eden bütün hizmet ve üretim sektörlerinde belirli bir standardizasyonu ve kaliteyi zaruri kılmaktadır.

Günümüzde dağıtım şebekeleri, hizmet sektörünün en önde gelenleri ve en büyük örnekleridir. İnsanlara hizmeti amaçlayan dağıtım şebekeleri, oldukça geniş alanlara dağılmış olmalarının ve milyonlarca insana hizmet sunmanın getirdiği birtakım olumsuzluklarla iç içedir. Bu olumsuzlukların en aza indirgenmesi kontrol, denetleme, arızaya müdahale gibi işlemlerin düzenli, hatasız ve seri bir şekilde yapılmasıyla mümkündür. Bütün bunların düzenli ve hatasız yapılmasında SCADA gibi sistemlerle gerçekleştirilebilmektedir.

İçinde bulunduğumuz bilgi ve teknoloji çağının bir ürünü olan ve artık bir çok sektörde vaz geçilmez unsur haline gelen SCADA sistemi teknolojinin gelişmesiyle gelişimini ve yenilenmesini sürdürmektedir.

SCADA gibi pahalı ve gelişmiş bir sistemin seçiminde, kurulmasında ve işletilmesinde elbette bir takım sorunların yaşanması muhtemeldir. Amaç bu sorunları en aza indirmek ve sistemin işleyişini aksatmayacak konuma çekmektir.

Ülkemizde ve dünyada uygulanan SCADA projelerinde şu ortak sorunlar yaygın olarak görülmektedir.

- Teknolojide hızlı gelişme; bilgisayar ve mikroişlemci fiyatları düşmekte, performansları hızla artmaktadır.

- Proje tamamlama süresi; sistemin düşünölmeye başlanması ile son kabul arasındaki zaman 6-8 yıl. Tipik olarak kabul edilen ömürler; kontrol merkezi için 8-10 yıl, RTU'lar için 15 yıl. Dolayısıyla , SCADA sistemi teslim edildiği anda, mevcut teknolojinin gerisinde kalmış oluyor.
- Müesseseler, genelde teslim edilen sistemden hoşnut değiller.
- Detaylı spesifikasyonlar çok özel ve kendine özgü sistem tanımlıyor.
- Proje başladıktan sonra, ilgili müessese ile SCADA yüklenicisi firma arasında yorum farklılıkları ortaya çıkıyor, tartışmalar iş programını ve maliyeti etkiliyor.
- Fabrika ve saha testlerinde yorum farklılıkları ve performans sorunu daha da belirginleşiyor.
- Operatörler sistemi ilk defa kurulduğunda kullanıyorlar ve sistemi tatminkar bulmuyorlar.

Bütün bu sorunların en aza indirgenmesi; projenin uygulanacağı sistemin çok iyi bilinmesi, gereksinimlerin yerinde tesbiti, parametrelerin doğru seçilmesi, projeden beklentilerin doğru tesbiti, projenin uygulanmasının uzun zaman alacağını, yazılım ve donanımın geri kalabileceğinin, beklentilerin değişebileceğinin göz önünde bulundurulması, buna uygun seçimlerin ve anlaşmaların düzenlenmesiyle sağlanabilmektedir.

Sistemin kurulmasından sonra, işletilmesiyle ilgili olarak şu sorunlar yaşanmaktadır.

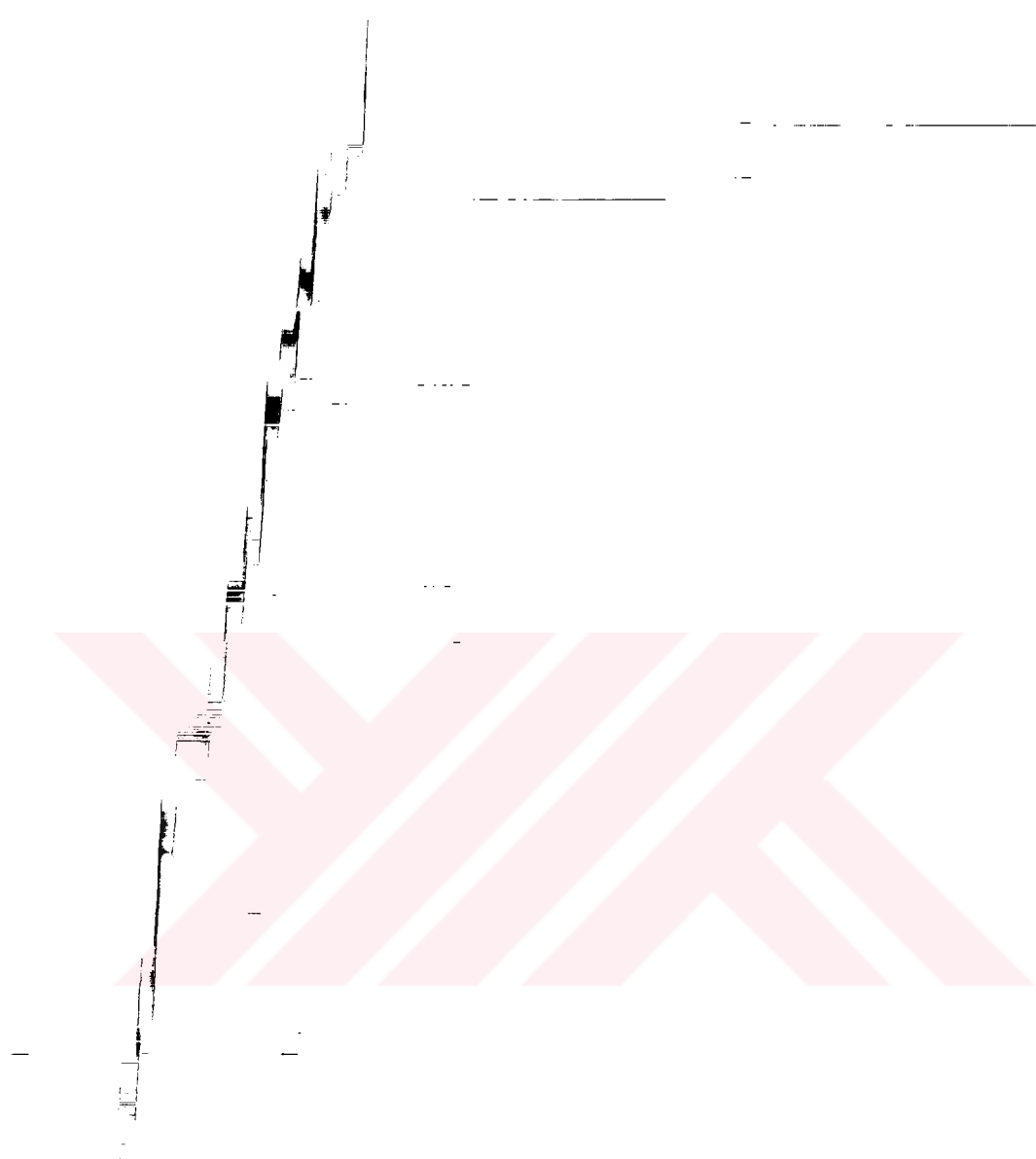
- Sistemin kesin kabölü yapıldığında hala birtakım eksiklerin olması, işleyişte aksaklıkların yaşanması.
- Bakım-onarım, kontrol ve işletimde yeterli kalifiye elamanın azlığı.

- Bakım ve kontrolün yetersizliği.
- Yedek parça eksikliği.
- Sistemi kullanan birim ve elemanların çokluğu ve bilgisizliği.
- Sistem kontrol parametrelerinin gerçekçi tesbit edilememesi.
- Sisteme bilgisiz ve yetkisiz müdahalelerin çokluğu.
- Haberleşme ve enerji hatlarının sağlıklı oluşu, sık sık kesintilerin yaşanması.

Bu sorunların büyük bir kısmı eğitim eksikliği ve bilinçsizlikten kaynaklanmaktadır. Yeterli eğitimi almış, bilince sahip kalifiye personel bulundurulur, sisteme müdahale, kontrol, bakım-onarım ve veri alma işlemleri uygun prosedürler çerçevesinde yapılır ve disipline edilirse bir çok sorun ortadan kalkacaktır. Şöyleki; sisteme ve kontrol ettiği parametrelere müdahale eden personelin SCADA sistemi ile ilgili bir işi ve görevi olmasa dahi, kontrol edilen parametreler değişecek – örneğin; kabin kapısı açılacak yada herhangi bir ayar değiştirilecek – her seferinde RTU merkeze durumu alarm olarak bildirecektir. Bu da PTT ve SCADA hatlarını gereksiz meşgul edecek, işletme maliyetlerini arttıracak, yanlış anlaşılma ve uygulamalara yol açacaktır. Bu durumda sistemin önem ve işleyişini bilen bir personelin yapacağı şey, durumu SCADA merkezine bildirmek ve RTU'ya varlığını hissettirmektir.

KAYNAKLAR

- [1] Prof.Dr. TÜRELİ Ayhan, Ar-Ge notları, Tübitak, Gebze/Kocaeli, 1994
- [2] ÜTKÜ Alper, Ar-Ge notları, Tübitak, Gebze/Kocaeli, 1993
- [3] Pipeline & Gas Jurnal Dergisi, ABD, Şubat 1999
- [4] TEK Yayınları, İstanbul, 1995
- [5] İGDAŞ Scada Notları, İstanbul, 1996
- [6] İGDAŞ Scada Projesi, İstanbul, 1995
- [7] Schlumberger Industries, RTU Kullanım Klavuzu, Fransa, 1994
- [8] Schlumberger Industries, İstanbul Scada, Fransa, 1994
- [9] Yapay Zekanın SCADA Sisteminde Uygulanması, TOPBAŞ S., Yüksek Lisans Tezi , İTÜ, 1991
- [10] Pipelines Rules of Thumb Handbook, Houston-USA, 1993
- [11] SEGELER, C.G. Gas Engineering Handbook, New York-USA, 1993
- [12] Sofregas Notları-Fransa



ÖZGEÇMİŞ

Serkan KELEŞER, 1972 yılında Malatya'nın Arapgir ilçesinde doğdu. İlkokul, ortaokul ve liseyi İstanbul'da tamamladı. 1990 yılında girdiği İstanbul Teknik Üniversitesi Makina Fakültesi Makina Mühendisliği Bölümünden Temmuz 1994 tarihinde mezun oldu. Ekim 1995 'de İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makina Mühendisliği Makina Teorisi ve Kontrol Bölümünde yüksek lisans öğrenimine başladı. Haziran 1996'da İstanbul Gaz Dağıtım A.Ş. gelişme hayatına atıldı. Bir çok yurt içi yurt dışı doğalgaz temel bilgileri ve doğalgaz işletmeciliği eğitimleri ve yönetici geliştirme seminerlerine katıldı. Halen çalışmakta olduğu İstanbul Gaz Dağıtım A.Ş. 'de teknik şef olarak görev yapmaktadır. Evli ve bir çocuk babasıdır.