



B-GİZLİ

BOĞAZIÇI
ELEKTRİK
DAĞITIM

BOĞAZIÇI ELEKTRİK DAĞITIM A.Ş.
Genel Müdürlük

Sayı :
Konu : Hibrit Haberleşme Pilot Akıllı Sayaç Projesi Kapanışı
Hakkında

İvedi

ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURULUNA
Tarifeler Dairesi Başkanlığı'na
İşçi Blokları Mah.Muhsin Yazıcıoğlu Cd. No:51/06530
Yüzüncüyıl / Çankaya / ANKARA
Tel: 0312 201 41 96 Faks: 031 201 41 50

Elektrik dağıtım şirketleri ile doğalgaz dağıtım şirketlerinin gelir gereksinimleri içerisinde yer alan Ar-Ge giderlerine ilişkin başvuru, onay ve izleme ile proje giderlerinin kapsamı hakkında alınan karar doğrultusunda, Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. , Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş. , Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş. ve Çamlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş. ortak proje başvurusu olan, Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin proje yürütücüsü olduğu 01/09/2014 tarih ve 58898295-110.05.99- (7/14/07) numara ile onaylanan '**Hibrit Haberleşme Altyapısı ile Pilot Akıllı Sayaç Uygulaması, Fizibilitesi ve Yaygınlaştırma Yol Haritası Belirleme**' projesi tamamlanmış olup, ilgili proje sonuç raporu yazımız ekinde yer almaktadır.

Bilgilerinize arz ederiz.

e-imza

İlker DURSUN
Ar-Ge ve İnovasyon Direktörü

e-imza

Mehmet İSLAMOĞLU
Genel Müdür

EKLER :

Ek 1: Proje Sonuç Raporu

16/01/2017 İdari Personel
___/___/___ Mühendis

A.ŞAHİN
İ.CAN TAŞTAN

Evrakı Doğrulamak İçin : <https://ebys.bedas.com.tr/enVision-Dogrula/BelgeDogrulama.aspx?V=BELMBAL95> Pin : 19591



T.C.
ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURUMU



BOĞAZIÇI
ELEKTRİK
DAĞITIM

ULUDAĞ
ELEKTRİK
DAĞITIM

AKDENİZ
ELEKTRİK
DAĞITIM

ÇAMLIBEL
ELEKTRİK
DAĞITIM

Proje Adı:

**Hibrit Haberleşme Altyapısı ile Pilot Akıllı Sayaç Uygulaması,
Fizibilitesi ve Yaygınlaştırma Yol Haritası Belirleme Projesi**

Proje Dönemi:

Temmuz 2014

Ar-Ge Komisyon Karar No:

7/14/07

Proje Sahibi Şirket:

BEDAŞ, UEDAŞ, AEDAŞ, ÇEDAŞ

Aralık 2016

ANKARA

KÜNYE

Proje Sahibi	BEDAŞ, UEDAŞ, AEDAŞ, ÇEDAŞ
Proje Adı	Hibrit Haberleşme Altyapısı ile Pilot Akıllı Sayaç Uygulaması, Fizibilitesi ve Yaygınlaştırma Yol Haritası Belirleme Projesi
Proje Bölgesi	İstanbul (BEDAŞ) Bursa, Yalova (UEDAŞ) Antalya (AEDAŞ) Sivas, Tokat, Yozgat (ÇEDAŞ)
Proje Süresi	12+6 Ay
Ar-Ge Dönemi	Temmuz 2014
Ar-Ge Komisyon Kabul no ve Tarihi:	7/14/07 Eylül 2014

1 ÖNSÖZ

Hibrit Haberleşme Altyapısı ile Pilot Akıllı Sayaç Uygulaması, Fizibilitesi ve Yaygınlaştırma Yol Haritası Belirleme Projesi kapsamında 4 dağıtım şirketinde 7 farklı ilde kurulumu yapılmış olan 7 farklı markadan 7 farklı haberleşme teknolojisine sahip (bkz Tablo) akıllı sayaçların farklı şebeke koşulları ve coğrafyalarda test edilmiş olması itibariyle Türkiye'deki en kapsamlı Akıllı Sayaç Pilot projesidir.

G3-PLC (OFDM)		PRIME (OFDM)	BPL	DCSK		S-FSK (G1) IDIS Pack1		RF			HIBRIT
Landis + Gyr	Sagemcom	Sagemcom	Elster	Luna	Nar (NIK)	Landis + Gyr	IskraEmeco	Luna	Nar (NIK)	Kamstrup	Luna

Türkiye'ye ilk kez getirilen 3 haberleşme teknolojisi (G3, PRIME, BPL) ve ilk kez ithal edilen 8 farklı sayaç modeli projenin ilklerinden bazılarıdır (Farklı haberleşme modülü ile daha önce ithal edilen monofaz ve trifaz sayaçlar bu sayıya dâhil değildir). Bu durum sayaç distribütör ve üreticilerinin yerel desteğinin artırılmasında katkı sağlayacaktır. Türkiye'de ilk kez talep edilen Türkiye dağıtım şirketlerine özel DLMS/COSEM Nesne tabanlı teknik şartname ile yerel üreticilerin de yeni teknolojilere hazırlanmasını sağlamaktadır.

Dağıtım şirketlerinde şebekenin sinir uçları gibi sahada sensör görevi gören ve müşteriye temas edilen en son nokta olan akıllı sayaçlar için fayda maliyet analizi ile EPDK'ya bir akıllı sayaç maliyeti projeksiyonu oluşturmakta ve olası kazanımlar listelenmektedir.

Gelecekte tam ölçekli yaygınlaştırmaya gitmeden önce, bu projede elde edilen tecrübeler çerçevesinde ve önerilen teknolojiler için daha yüksek adetlerde (2-3 ilçe gibi) küçük yaygınlaştırmalar planlanmalı, edinilen tecrübelerden ne oranda faydalandığına bakılmalı ve daha detaylı fayda maliyet analizleri elde edilmelidir.

2 İÇİNDEKİLER

1	ÖNSÖZ	3
2	İÇİNDEKİLER	4
2.1	Şekil Listesi	5
2.2	Tablo Listesi	8
3	YÖNETİCİ ÖZETİ	9
4	ANAHTAR KELİMELER	16
5	KISALTMA TABLOSU	16
6	AKILLI SAYAÇ PİLOT PROJESİNE GİRİŞ	18
6.1	Temel Hedefler	18
6.2	Proje Zaman Dilimi	23
6.3	Proje Kısıtlamaları	25
7	TEKNİK ŞARTNAMESİNİN GELİŞTİRİLMESİ	26
7.1	Nesne Modeli	27
7.2	Sayaçlar ve Veri Yoğunlaştırıcı İşlevleri	28
7.3	İletişim Teknolojileri	36
7.4	MDM	42
7.5	Sistem Mimarisi	46
8	İHALE SÜRECİ	48
8.1	1. Faz Tedarik	48
8.2	2. Faz Tedarik	49
9	DEVREYE ALIM	54
9.1	Seçilen Trafo Merkezlerinin Tanımı	54
9.2	Kurulum sürecinin tanımı	80
10	VERİ DEĞERLENDİRME	86
10.1	OFDM PLC	86
10.2	BPL	99
10.3	S-FSK	102
10.4	DCSK	109
10.5	RF	112
10.6	Hibrit	119

11	FAYDA / MALİYET ANALİZİ	121
11.1	Değerlendirme Çerçevesi	121
11.2	Akıllı Sayaçların Olası Etkileri	122
11.3	Girilen Verilerinin Tanımı ve Önerilen Modelleme Varsayımı	126
11.4	Senaryolar	131
11.5	Fayda ve Maliyetin Değerlendirilmesi	136
12	SONUÇ VE ÖĞRENİLEN DERSLER.....	154
12.1	Ana Sonuçlar	154
12.2	Kazanımlar	160
13	KAYNAKÇA	166
14	EKLER	167

2.1 Şekil Listesi

Şekil 1: AMR'den AMI'ya	18
Şekil 2: AMI Sistemi	19
Şekil 3: Akıllı Sayaç Pilot Bölgeler	20
Şekil 4: Akıllı Sayaç Pilot Hedefler	21
Şekil 5: Akıllı Sayaç Pilot Proje Kapsamı	23
Şekil 6: Gerçekleştirilen Proje Planı	24
Şekil 7: Sistem Mimarisi	47
Şekil 8: BEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası	55
Şekil 9: BEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası	56
Şekil 10: BEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası	57
Şekil 11: BEDAŞ DCSK testi trafo merkezi haritası (1#2)	58
Şekil 12: BEDAŞ DCSK testi trafo merkezi haritası (2#2)	59
Şekil 13: BEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası	59
Şekil 14: BEDAŞ S-FSK Testi Trafo Merkezi Haritası	60
Şekil 15: UEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası (Landis + Gyr)	61
Şekil 16: UEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası (Sagemcom)	62
Şekil 17: UEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası	63
Şekil 18: UEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası	64
Şekil 19: UEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası	65
Şekil 20: AEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası	66
Şekil 21: AEDAŞ G3-PLC test trafo merkezi haritası (Düzeltilmiş)	67

Şekil 22: AEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası	68
Şekil 23: AEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası	69
Şekil 24: AEDAŞ DCSK testi trafo merkezi haritası	70
Şekil 25: AEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası (Kamstrup)	71
Şekil 26: AEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası (Luna)	72
Şekil 27: AEDAŞ Hybrid testi trafo merkezi haritası	72
Şekil 28: AEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası	73
Şekil 29: ÇEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası	74
Şekil 30: CEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası	74
Şekil 31: ÇEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası	75
Şekil 32: ÇEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası (Kamstrup - Nar/Nik - Luna)	76
Şekil 33: ÇEDAŞ Hibrit testi trafo merkezi haritası	77
Şekil 34: ÇEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası (1/2)	78
Şekil 35: ÇEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası (2/2)	79
Şekil 36: Elster BPL Veri Toplama Paneli	84
Şekil 37: Elster BPL Veri Toplama Paneli Bağlantı Diyagramı	85
Şekil 38: G3 Landis & Gyr BEDAŞ Günlük Faturalandırma	88
Şekil 39: G3 Landis & Gyr BEDAŞ Yük Profili	89
Şekil 40: G3 Sagemcom BEDAŞ Yük Profili 1	90
Şekil 41: G3 Sagemcom BEDAŞ Yük Profili 2	90
Şekil 42: G3 Landis & Gyr UEDAŞ Günlük Faturalandırma	91
Şekil 43: G3 Landis & Gyr UEDAŞ Yük Profili 1	92
Şekil 44: G3 Sagemcom UEDAŞ Yük Profili1	92
Şekil 45: G3 Sagemcom UEDAŞ Yük Profili2	93
Şekil 46: G3 Landis & Gyr AEDAŞ Günlük Faturalandırma	94
Şekil 47: G3 Landis & Gyr AEDAŞ Yük Profili 1	94
Şekil 48: G3 Sagemcom AEDAŞ Yük Profili 1	95
Şekil 49: G3 Sagemcom AEDAŞ Yük Profili 2	95
Şekil 50: G3 Landis & Gyr ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	96
Şekil 51: G3 Landis & Gyr ÇEDAŞ Yük Profili 1	97
Şekil 52: G3 Sagemcom ÇEDAŞ Yük Profili 1	98
Şekil 53: G3 Sagemcom ÇEDAŞ Yük Profili 2	98
Şekil 54: BPL Elster AEDAŞ Günlük Faturalandırma	100
Şekil 55: BPL Elster AEDAŞ Yük Profili 1	100
Şekil 56: BPL Elster ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	101
Şekil 57: BPL Elster ÇEDAŞ Yük Profili 1	102
Şekil 58: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) BEDAŞ Günlük Faturalandırma	103

Şekil 59: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) BEDAŞ Yük Profili	104
Şekil 60: S-FSK L&G, Iskra (Iskra DC) UEDAŞ Günlük Faturalandırma	105
Şekil 61: S-FSK L&G, Iskra (Iskra DC) AEDAŞ Günlük Faturalandırma	106
Şekil 62: S-FSK L&G (L&G DC) ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	107
Şekil 63: S-FSK L&G (L&G DC) ÇEDAŞ Yük Profili	107
Şekil 64: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	108
Şekil 65: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) ÇEDAŞ Yük Profili	108
Şekil 66: DCSK Nar/Nik BEDAŞ Günlük Faturalandırma	109
Şekil 67: DCSK Nar/Nik BEDAŞ Yük Profili	109
Şekil 68: DCSK Luna BEDAŞ Günlük Faturalandırma	110
Şekil 69: DCSK Luna BEDAŞ Yük Profili	110
Şekil 70: DCSK Luna AEDAŞ Günlük Faturalandırma	111
Şekil 71: DCSK Luna AEDAŞ Yük Profili	112
Şekil 72: RF Kamstrup BEDAŞ Günlük Faturalandırma	113
Şekil 73: RF Kamstrup BEDAŞ Yük Profili	114
Şekil 74: RF Nar/Nik BEDAŞ Günlük Faturalandırma	114
Şekil 75: RF Nar/Nik BEDAŞ Yük Profili	114
Şekil 76: RF Kamstrup AEDAŞ Günlük Faturalandırma	115
Şekil 77: RF Kamstrup AEDAŞ Yük Profili	116
Şekil 78: RF Kamstrup ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	117
Şekil 79: RF Kamstrup ÇEDAŞ Yük Profili	117
Şekil 80: RF Nar/Nik ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	118
Şekil 81: RF Nar/Nik ÇEDAŞ Yük Profili	118
Şekil 82:Hibrid Luna ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	120
Şekil 83:Hibrid Luna ÇEDAŞ Yük Profili	120
Şekil 84: Sayaçların sayısındaki gelişim yatkınlığı	133
Şekil 85: ALT BPL'nin yarattığı nakit akışı	138
Şekil 86: ALT OFDM için nakit akışı	140
Şekil 87: ALT RF için nakit akışı	142
Şekil 88: ALT Hybrid için Nakit Akışı	144
Şekil 89: ALT Ortalama için Nakit Akışı	146
Şekil 90: Fayda-maliyet analizinde dikkate alınan duyarlılık ve NBD üzerindeki etkileri için Tornado analizi [MTL]	149
Şekil 91: NBD üzerinde az etkisi olan duyarlılıklar için indirgenmiş tornado analizi [MTL]	150

2.2 Tablo Listesi

Tablo 1: Sayaç haberleşme teknolojileri genel değerlendirme tablosu	11
Tablo 2: HES/MDM tarafında kayıtlı veya aktif sayaçlara ilişkin özet sonuçlar.	12
Tablo 3: Kurulumu gerçekleştirilen sayaçlara oranla hesaplanan başarılı günlük faturalama okuma yüzdesi	13
Tablo 4: Kurulumu gerçekleştirilen sayaçlara oranla hesaplanan başarılı yük profili okuma yüzdesi	14
Tablo 5: Değerlendirilen her bir Alternatif için Yatırım Geri Dönüş Oranı	15
Tablo 6: Her bir Dağıtım Şebekesi Operatörü için kurulan teknolojiler	37
Tablo 7: Teslimat süreleri ve eğitimler	81
Tablo 8: Sayaç adetleri	82
Tablo 9: Akıllı sayaç altyapısının sağlayacağı faydalar	123
Tablo 10: Temel olası maliyet ve fayda kalemleri	125
Table 11: Değerlendirmede kullanılan ortalama maliyet ve fiyatlar	127
Tablo 12 Fiyat endeksleri ve değerlendirmede kullanılan yıllık artışlar	129
Tablo 13 Model parametrelerinde yapılan temel varsayımlar	130
Tablo 14: CB1 maliyet kalemleri	134
Tablo 15: CB2 maliyet kalemleri	134
Tablo 16. CB3 maliyet kalemleri	134
Tablo 17: CB4 maliyet kalemleri	135
Tablo 18: CB5 maliyet kalemleri	135
Tablo 19: CB6 maliyet kalemleri	135
Tablo 20: CB7 maliyet kalemleri	136
Tablo 21: CB8 maliyet kalemleri	136
Tablo 22: ALT BPL İçin Şimdiki Değer.....	137
Tablo 23: ALT OFDM için şimdiki değerler.....	139
Tablo 24: ALT RF için güncel değerler	140
Tablo 25: ALT Hibrit için Güncel Değerler	143
Tablo 26: ALT Ortalama için Güncel Değerler	144
Tablo 27: ALT Ortalama Hesaplaması için Hizmet Bedeli Değerleri	146
Tablo 28: Farklı duyarlılık senaryolarına için model parametrelerinde başlıca varsayımlar	147
Tablo 29: Alternatifler arası Fayda/maliyet Ögesi ve NBD/IRR Karşılaştırması	150

3 YÖNETİCİ ÖZETİ

Türkiye'deki Dağıtım Şirketleri, yakın gelecekte akıllı sayaçların ve bunlara ilişkin iletişim teknolojilerinin kurulumunu ve kullanımını değerlendirmektedirler. Abone noktalarına akıllı sayaçların kurulumu birçok değişikliğe öncülük edecektir. Bu değişikliklerden önemli biri, yeni bilgi ve iletişim teknolojilerinin (ICT) ve bunu mütakip mevcut şebekeye ek olarak tamamen yeni gelişmiş bir sayaç altyapısının (AMI) kullanılmasıdır.

Sayaçtan veri toplama şeklinde tek yönlü iletişim gerçekleştirerek çalışan geçmişteki sistemlere AMR (Otomatik Sayaç Okuma) sistemleri denmekteydi. AMI zaman içerisinde gelişerek, bir sayaç okuma sistemi olmaktan çıkarak bugünün çift yönlü iletişim gerçekleştiren veri sistemleri haline geldi.

Bu yeni ve karmaşık gelişmiş sayaç altyapısını (AMI) daha iyi anlayabilmek adına dört dağıtım şirketi, Türkiye'nin dört farklı bölgesini kapsayan bir akıllı sayaç pilot projesi gerçekleştirdi. Projenin ana hedefi, farklı iletişim teknolojilerini ve aynı teknolojiyi öneren farklı ürünleri/firmaları kıyaslamaktır. Ayrıca, her bir teknolojinin mümkün olan en zor koşullarda test edilmesi de amaçlanmaktadır.

Proje 18 ay sürmüştür ve iki ana bölümden oluşmaktadır, bu bölümlerden birincisi sayaçlar, veri yoğunlaştırıcılar, MDM hizmetleri ve bu ürünlerin tedariki ile ilgili bir teknik şartname hazırlanması ve ikinci kısım ise 8000 adet sayacın kurulumu, veri toplanması ve süreçlerin analizinden oluşmaktadır.

Bu proje kapsamında sayaç, veri yoğunlaştırıcı / gateway ve MDM için 3 teknik şartname ve detaylı bir DLMS Nesne Modeli geliştirilmiştir. Seçilecek teknik çözümlerin standart çözümler olacağı projenin başlangıcında netlik kazanmıştır. Standart çözümlerin faydası, bileşenlerinin açıklığı ve birlikte çalışabilirliğinde yatmaktadır. Açıklık, AMI sisteminin gelecekte talep edebileceği gereksinimlerin karşılanacağını ve diğer teknolojilerin sisteme entegre edilebileceğini garanti etmektedir yani diğer bir deyişle ürün standartları gelecekteki işlevleri ve iletişim teknolojilerini kapsayabilecek nitelikte olmalıdır. Birlikte çalışabilirlik ise sistemin farklı türdeki ve farklı firmalardan tedarik edilen diğer sistemlerle bilgi alış-verişi gerçekleştirebilmesi olarak tanımlanan bir diğer gerekliliktir.

Hem ucu açıklık hem de birlikte çalışabilirlik uygulama modellemesinin iletişim teknolojilerinden ayrıştırılması anlamında oldukça önemlidir. Bu durum, asla bitmeyen bir teknoloji evrimini mümkün kılarken gerekli durumlarda köklü geçişler yapılmasına da olanak sağlayacaktır.

Avrupa Komisyonu 2009 yılının Mart ayında karmaşık uygulamaları, günümüz ve gelecekteki iletişim araçlarını ve metrolojik blok ile güvenli bir arayüzlemeyi destekleyen açık mimariye sahip şebeke sayaçları ile ilgili bir Avrupa Standardı geliştirilmesini öngören M/441 Genelgesi'ni yayınlamıştır. Bu Genelge sonrasında kabul edilen standart olan DLMS/COSEM, proje için seçilen uygulama protokolüdür.

Mevcut DLMS/COSEM standardı, belirli bir gerçekliğe, belirli gerekliliklere ve her ülkenin veya şirketin ihtiyaçlarına göre şekillendirilebilecek şekilde gaz, elektrik ve ısı tüketimini ölçebilen cihazlara ilişkin bir dizi kurallar/şartname içermektedir. Satandarda ilişkin şartname, bu proje kapsamında CLK konsorsiyumunun ihtiyacı olan IDIS nesne modelini baz alacak şekilde şekillendirilmiştir.

Teklif edilen DLMS/COSEM tabanlı standartların ucu açıklığı, uygulamanın telekomünikasyon teknolojilerinden ayırtırmayı mümkün kılmış ve bunu müteakip proje çerçevesinde geniş tabana yayılan birçok farklı teknoloji test edilmiştir.

Dağıtım şirketlerinin daha önce akıllı sayaç piyasasındaki diğer ana trend olan GPRS sayaçlarıyla tecrübesinin bulunmasından dolayı bu proje PLC ve RF teknolojilerinin test edilmesine odaklanmıştır. Seçilen teknolojiler S-FSK, DCSK, BPL, OFDM (G3 VE PRIME), RF ve Hibrit (PLC+RF) teknolojileridir. Aşağıdaki tablo her bir teknolojinin farklı şebeke koşullarındaki performansını göstermektedir:

	S-FSK	DCSK	OFDM	RF	BPL	Hibrit
Kentsel bölge performansı	İyi	İyi	İyi	İyi	İyi	Bilgi Yok
Taşra bölgesi performansı	İyi	İyi	İyi	İyi	Düşük	İyi
Endüstriyel abone performansı	Ortalama	Ortalama	İyi	İyi	Düşük	Bilgi Yok
Mesken abone performansı	İyi	İyi	İyi	İyi	İyi	İyi
Sayaç fiyatı	Yüksek	Düşük	Düşük	Ortalama	Yüksek	Ortalama
Şebeke koşullarının performans bağımlılığı (Yeni ve Eski Altyapı)	Yüksek bağımlılık	Bağımlı	Bağımlı	Bağımsız	Çok yüksek bağımlılık	Mevcut Değil
Ekstra Kurulum Donanımı	Yok	Yok	Yok	Yok fakat anten var	Var	Yok fakat anten var

	S-FSK	DCSK	OFDM	RF	BPL	Hibrit
Başarılı Yük Profili Okuma Oranı (İyi şebeke koşulları olduğu varsayılarak)	Kötü	İyi ¹	İyi	İyi	İyi	İyi ¹
Başarılı Faturalandırma Profili Okuma Oranı (İyi şebeke koşulları olduğu varsayılarak)	İyi	İyi	İyi	İyi	İyi	İyi

Tablo 1: Sayaç haberleşme teknolojileri genel değerlendirme tablosu

S-FSK sayaçlarının kullanılabilirliği oldukça yüksektir fakat 2 IDIS sayacı ve Veri Yoğunlaştırıcı arasında DLMS seviyesinde birlikte çalışabilirlik sorunları bulunmaktadır. Birlikte çalışabilirliğin sağlanması adına, sayaçların öncelikle nesne modeliyle daha sonra şartnamede tanımlanan işlevlerle uyumlu olduklarının ispat edilmesi için gelecekte test prosedürlerinin tanımlanması önemlidir. Ek olarak, bant aralığı oldukça kısıtlıdır, ulaşılan veri transfer hızı düşük ve yük profillerinin alınmasında yeterli değildir.

DCSK PLC sayaçlar yerel Türk şirketleri tarafından önerilmiştir ve FCC bandında 150 kbps hıza ulaşabilen (CENELEC A bandında 60 kbps'ye kadar) sayaçlardır ve yayılım modülasyonu (spread modulation) teknolojileri ailesine aittir. DCSK sayaçlar iyi bir ulaşılabilirlik seviyesi göstermiş ancak başarılı yük profile toplama oranı düşüktür ve düşük bir iletişim hızı sergilemektedir. Bu düşük hız özellikle bahsi geçen yük profilleri gibi büyük verilerin alınması sırasında belirleyicidir.

BPL ise yüksek hızda veri transferini mümkün kılan bir PLC teknolojisidir, 500 kbps'ye kadar veri hızına sahip ve 100 MHz'den düşük frekanslarda Akıllı Enerji uygulamaları için çalışan BPL teknolojilerinin kullanımını IEEE 1901.2 standardı tanımlamaktadır. Bu pilot projenin sonuçları, veri kullanımının fazlasıyla mümkün olduğunu ve veri transfer hızının da oldukça yüksek olduğunu göstermektedir. Fakat bu tip sistemlerin kurulumu diğer sayaçlara kıyasla çok fazla iş gücü gerektirmektedir. Bunun sebebiyse trafolardaki veri yoğunlaştırıcıların kurulumunun karmaşıklığıdır, bunun yapılması için tüm trafodaki güç kaynağının kesilmesi gereklidir. Ayrıca, dağıtım şebekesinin bazı bölgelerinde altyapının yaşı sebebiyle her zaman bulunamayan neredeyse mükemmel bir elektrik altyapısı gerektirmektedir.

¹ DCSK ve Hibrit sayaçların yük profilleri DLMS-COSEM standardını tam olarak karşılamayan kendi uygulamaların kısıtlaması sebebiyle daraltılmıştı. Bu sebeple bu yük profillerinde taşınan veri COSEM veri modelinde tanımlanmış içerikten farklıdır.

Tablo 2: HES/MDM tarafında kayıtlı veya aktif sayaçlara ilişkin özet sonuçlar.

Aktif/Kayıtlı sayaçlar	BEDAŞ	UEDAŞ	AEDAŞ	ÇEDAŞ
OFDM (G3-PLC)				
Landis & Gyr	4.11%	98.39%	52.03%	72.30%
Sagemcom	19.44%	62.39%	27.07%	65.20%
BPL				
Elster	4.33%	10.26%	97.84%	80.82%
S-FSK				
Landis & Gyr	76.79%	22%	71.20%	92.89%
Iskraemeco				
DCSK				
Nar/Nik	98.27%	Yok	Yok	Yok
Luna	82.64%	Yok	90.36%	Yok
RF				
Kamstrup	100.00%	Yok	99.06%	99.28%
Nar/Nik	56.04%	Yok	Yok	86.09%
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI ²	ASKIYA ALINDI ²
Hybrid				
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI ²	89,81%

OFDM PLC sayaçları akıllı sayaç teknolojisinin en son trendlerinden biridir ve Fransa, Portekiz, İspanya, Avusturya ve Polonya gibi ülkeler tarafından tercih edilen bir teknolojidir. Bunlar üreticilerin portföyünde yer alan S-FSK sayaçların yerini almaktadır. Bu projede, iki farklı OFDM standardı olan hem PRIME hem de G3-PLC teknolojilerinin test edilmesi planlanmıştır fakat PRIME sayaçlarının teslimatının gecikmesi sebebiyle bu teknoloji değerlendirilememiştir. Her iki teknoloji de aynı hız aralığında veri transferine sahiptir fakat aralarındaki önemli farklılıklardan birisiyse G3 bağlantı için TCP/IP bağlantısı kullanırken PRIME bağlantı katmanı olarak LLC 4-32

² Luna tarafından AEDAŞ'a tedarik edilen Hibrit sayaçların kurulumu, güvenlik ile ilgili sebepler nedeniyle gerçekleştirilememiştir. İnsanlar tarafından doğrudan erişilebilir olan sayaç antenine voltaj gitmektedir. Üretici bu sorunu çözmüştür fakat sayaçlar, veri değerlendirilmesinin yapılmasını mümkün kılacak tarihe yetiştirilememiştir

kullanmaktadır. Her iki teknoloji de farklı Avrupa ülkelerindeki kurulumları ile oldukça tatmin edici sonuçlar vermiştir; fakat şu anda kurulu bulunan sayaç sayısı üstünlüğü PRIME teknolojisinin elindedir (11.000.000 / On Bir Milyon), G3-PLC teknolojisininse dünya genelinde kurulumu gerçekleştirilmiş yaklaşık 1.000.000 (bir milyon) sayacı bulunmaktadır.

Bu pilot projede, OFDM teknolojilerinin sonuçları diğer teknolojilerden daha düşük değerler elde etmiş, örneğin BEDAŞ bölgesinde kurulu sayaçların günlük yük profillerini okumada yalnızca %6 başarı oranı elde edebilmiştir. Sonucun bu kadar düşük olmasının sebebi, teknolojinin empedans ve gürültü anlamında oldukça kötü koşullar anlamına gelen fazlasıyla yüklü trafoda ve elektrik şebekesinde kurulmasıdır.

Yeni şebekeye ve düşük yük şartlarına sahip diğer trafolarında yapılan denemelerde, örneğin UEDAŞ kurulumu, daha yüksek sonuçlar elde edilmiştir.

Tablo 3: Kurulumu gerçekleştirilen sayaçlara oranla hesaplanan başarılı günlük faturalama okuma yüzdesi

Günlük Faturalama	BEDAŞ	UEDAŞ	AEDAŞ	ÇEDAŞ
OFDM (G3-PLC)				
Landis & Gyr	4.12%	98.39%	59.26%	72.30%
Sagemcom	6.26%	27.10%	6.25%	34%
BPL				
Elster	VERİ YOK	VERİ YOK	97,84%	80.82%
S-FSK				
Landis & Gyr	76.08%	22.00%	71.44%	93.83%
Iskraemeco				
DCSK				
Nar/Nik	97.11%	Yok	Yok	Yok
Luna	82.18%	Yok	90.08%	Yok
RF				
Kamstrup	100,00%	Yok	99.80%	99,28%
Nar/Nik	100,00%	Yok	Yok	85.87%
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI	ASKIYA ALINDI
Hibrit				
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI	89,29%

Nihayet, RF sayaçları hız ve veri kullanılabilirliği anlamında çok iyi sonuçlar göstermiştir fakat bu sayaçlar diğer sayaçlar ile birlikte çalışabilirlik özelliğine sahip değildir. RF sayaçlarının kullanımı ile ilgili bir diğer önemli nokta da dağıtım firmaları ve BTK arasında , ilgili frekans bantlarının kullanımına ilişkin bir anlaşma yapılmasının gerekliliğidir, şu anda bu frekans bantları akıllı sayaç uygulamaları tarafından kullanılmaya açık değildir.

Tablo 4: Kurulumu gerçekleştirilen sayaçlara oranla hesaplanan başarılı yük profili okuma yüzdesi

Başarılı yük profile okuma	BEDAŞ	UEDAŞ	AEDAŞ	ÇEDAŞ
OFDM (G3-PLC)				
Landis & Gyr	3.54%	98.35%	51.85%	72.02%
Sagemcom ³	6.40%	36.44%	6.59%	36.57%
BPL				
Elster	Yok	Yok	99,66%	79.40%
S-FSK				
Landis & Gyr	16,03%	VERİ YOK	VERİ YOK	%96.68
Iskraemeco				
DCSK				
Nar/Nik	92,05%	Yok	Yok	Yok
Luna	63,85%	Yok	93,58%	Yok
RF				
Kamstrup	100,00%	Yok	99,80%	99,28%
Nar/Nik	54,25%	Yok	Yok	83,73%
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI	ASKIYA ALINDI
Hybrid				
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI	73,82%

³ Sagemcom sayaçlar günlük faturalama kaydı için yapılandırılmamıştı, tabloda gösterilen değerler günlük yük profilinden gelen değerlerdir.

Akıllı sayaçların kurulumunun ticari bir vaka olarak da değerlendirilmesi amacıyla teknik değerlendirmeden ayrı olarak, farklı teknoloji seçeneklerini göz önünde bulunduran bir fayda maliyet analizi yapılmıştır. OFDM alternatifi en iyi sonuçları, yani en ucuz sayaç olarak PRIME sayaçlarını göstermektedir. Geniş kapsamlı tam bir devreye alımın gerçekleşmesi halinde, özellikle RF sayaçlar olmak üzere sayaç birim fiyatları değişeceğinden bu sonuçların farklı bakış açılarıyla değerlendirilmesi gerekmektedir ve bu sebeple sayaç alternatiflerinin ortalama fiyatları üstünde de çalışılmıştır. Aşağıdaki tabloda her bir alternatif için Yatırım Geri Dönüş Oranı (referans alınan sermaye maliyeti=%10 olarak kabul edilmiştir) gösterilmektedir. Geniş kapsamlı tam devreye alımın gerçekleşmesi halinde EPDK fiyatlandırmasının değişmemesi halinde, yalnız OFDM sayaçlarının kullanımı olumlu şekilde etkilenecektir (net mevcut değer > 0 veya Yatırım Geri Dönüş Oranı > %10). Bu etkinin görülmesinin sebebiyse sayacın mevcut fiyatının yeni sayaç maliyetinin %10'unun karşılamasıdır fakat yeni altyapının maliyeti ise beklenen faydalar ile kıyaslandığında oldukça yüksektir.

Tablo 5: Değerlendirilen her bir Alternatif için Yatırım Geri Dönüş Oranı

	ALT 1 BPL	ALT 2 OFDM (G3-PLC & PRIME)	ALT 3 RF	ALT 4 Hibrit	ALT 5 Ortalama (fiyatlandırmadaki değişme dahil)
Yatırım G.D.O.(IRR)	-8%	14%	6%	-1%	93%

EPDK maliyetlerinin yeni sayaçların maliyetlerinin hesaplanmasını mümkün kılacak şekilde düzenlenmesi halinde, tablodaki yatırım geri dönüş oranı olan %93 rakamından da anlaşılacağı üzere dağıtım şirketleri için oldukça olumlu sonuçlar elde edilecektir. En olumlu tahmin halinde %93 olan bu yatırım geri dönüş oranının (sayaç maliyetlerinin %100'ü fiyatlandırılmıştır) EPDK tarafından tanınan akıllı sayaç maliyetleri ile yakın ilişki içerisinde olduğu aşikardır. Dağıtım şirketlerinin yaptığı asıl tasarruf ise sayaç okuma ve kaçak önleme başlıklarında gerçekleşmektedir. Bu iki kalem birlikte, oluşturulacak tasarrufun %90'undan fazlasını oluşturmaktadır.

Üzerinde durulması gereken bir diğer önemli nokta da, akıllı sayaç devreye alım projesinin uzun vadeli bir yatırım olduğu ve aynı fiyatlandırmaların geçerli olması halinde pozitif nakit akışı ancak proje sonlandıktan sonra (2030) gerçekleşecek ya da aynı alternatifler için hiçbir zaman gerçekleşmeyecektir. Fiyatlandırmanın arttırıldığı alternatifteyse, 5 yıl sonra başa baş noktasına gelinecektir.

4 ANAHTAR KELİMELER

3G	GPRS	Yönetimi	Sistem
Uygulamalar	Head-End Sistemi	Sayaç Ölçüm	Teknoloji
BPL	Hybrid	Dar Bant	İhale
CENELEC	IDIS	Ses	Kullanım Durumu
İletişim	IEC	Nesne Modeli	Geniş Bant
Fayda Maliyet	IEEE	OFDM	İş Paketi
Analizi	Empedans	Güç Hattı	
DCSK	Altyapı	Taşıyıcısı	
Yerleştirme	Kurulum	Güç Hattı İletişimi	
Dağıtım Ağı	Birlikte	PRIME Alliance	
Operatörü	çalışabilirlik/	Satın Alma	
Dağıtım Sistemi	(interoperability)	Gereksinim /	
Operatörü	Anahtar	Şartname	
DLMS COSEM	Performans	RF	
Çevre	Göstergeleri	S-FSK	
FCC	LTE	Akıllı Şebeke	
İşlevler	Sayaç	Şartname	
G3 Alliance	Sayaç Veri	Standardizasyon	

5 KISALTMA TABLOSU

ALT	Alternatif
AMI	Gelişmiş Sayaç Altyapısı
AMM	Otomasyonlu Sayaç Yönetimi
AMR	Otomasyonlu Sayaç Okuma
APN	Giriş Noktası Adı
BPL	Hüç Hatları üstündeki Geniş Bant
BaU	Günlük Ticari İşleyiş
CBA	Fayda Maliyet Analizi
CDU	Müşteri Gösterge Ünitesi
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique Avrupa Elektro-Teknik Standardizasyon Komitesi
COSEM	Enerji Sayaçları ile İlgili Şartname
DCSK	Diferansiyel Kod Değişim Anahtarlama
DDoS	Distributed Denial of Service
DLMS	Cihaz Mesajları Dil Şartnamesi
DG	Dağınık Üretim
DNO	Dağıtım Ağı Şebekesi
DSO	Dağıtım Sistem Operatörü (DNO) / Dağıtım Şirketi
DoS	Hizmet Dışı Bırakım
FCC	Federal İletişim Komisyonu
FIFO	First In / First Out (İlk Giren İlk Çıkar)
GPRS	Genel Paket Radyo Sinyali Hizmeti
HAN	Ev Ağı
HES	Head-End Sistemi
HLS	Üst Düzey Güvenlik
HSPA	Yüksek Hız Paket Erişim
IEC	Uluslararası Elektro-teknik Komisyonu
IEEE	Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü
IRR	İç Karlılık Oranı
KPI	Anahtar Performans Göstergeleri
LAN	Yerel Alan Ağı

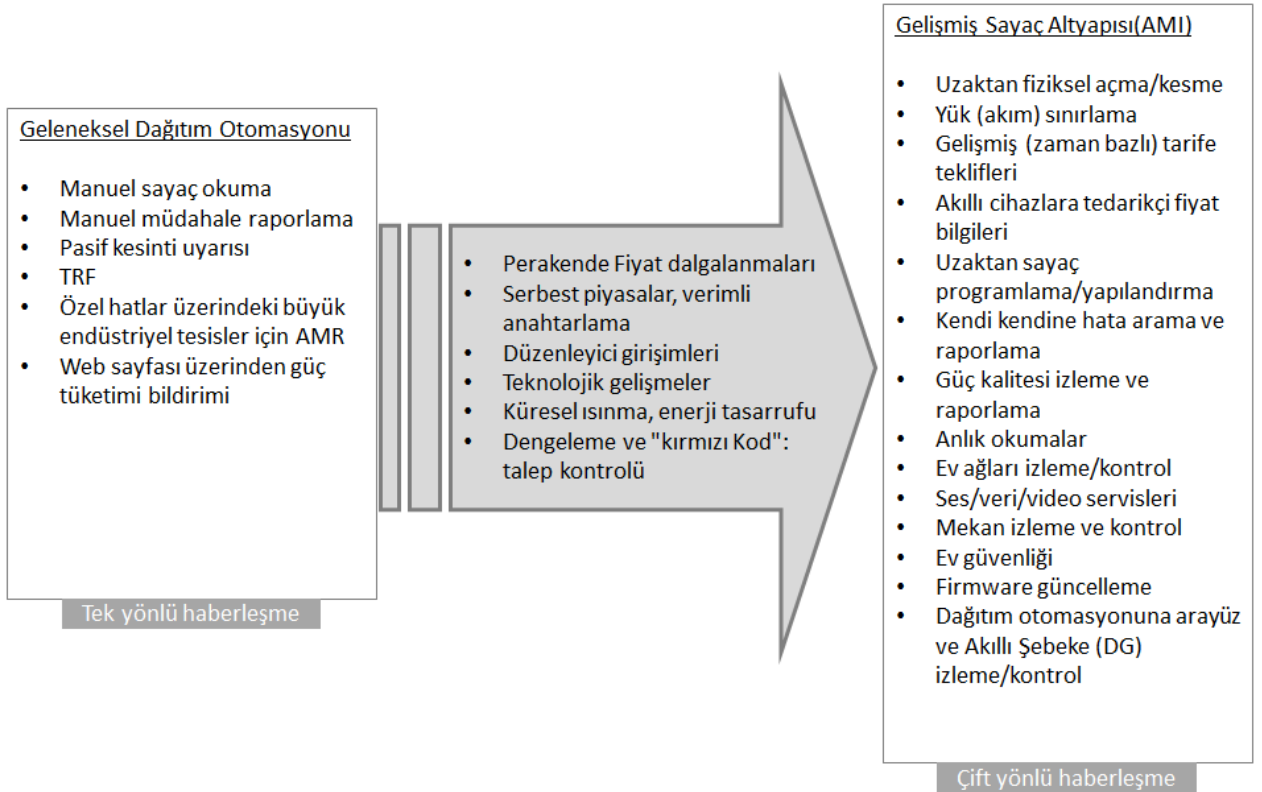
LLS	Düşük Seviye Güvenlik
LP	Yük Profili
MAC	Medya Giriş Kontrolü
MDM	Sayaç Veri Yönetimi
MTBF	Hatalar Arası Ortalama Zaman
MTL	Milyon Türk Lirası
NA	Uygulanamaz
NPV	Net Mevcut Değer
OFDM	Ortogonal Frekans Bölüşümü Multiplexing
PAN	Özel Alan Ağı
PHY	Fiziksel OSI Katmanı
PLC	Güç Hattı Taşıyıcısı
RD	Kayıt Verisi
RF	Radyo Frekansı
SaaS	Hizmet olarak Yazılım (Software)
S-FSK	Yayılmış Frekans Kaydırma Anahtarlama
SIM	Abone Kimlik Modülü
SMI	Akıllı Sayaç Altyapısı
SNR	Sinyal Ses Oranı
SSCS	Hizmete Özel Dönüşüm Alt Katmanı
TL	Türk Lirası
TFR	Ayarlı Frekans Alıcısı
TSC	Transformör İstasyon Konsantratörü
UMTS	Üniversal Mobil İletişim Sistemi
VPN	Sanal Özel Ağ
WACC	Sermaye Ağırlıklı Ortalama Maliyeti
WAN	Geniş Alan Ağı
İP	İş Paketi

6 AKILLI SAYAÇ PİLOT PROJESİNE GİRİŞ

6.1 Temel Hedefler

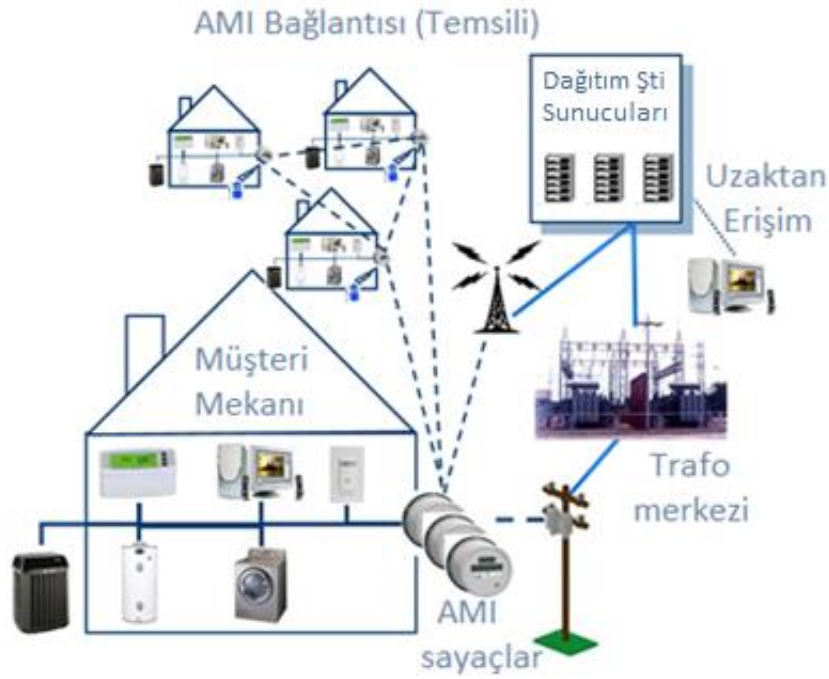
Türkiye’deki Dağıtım Şirketleri yakın gelecekte akıllı sayaçların ve bunlarla alakalı iletişim teknolojilerinin kurulumu ve kullanımını değerlendirmektedir. Akıllı sayaçların mesken seviyesine kadar kurulması birçok değişikliğe öncülük edecektir. Bu değişikliklerin en önemlilerinden birisi de yeni bilgi ve iletişim teknolojilerinin (ICT) yürütülmesidir ve bu sebeple, mevcut şebeke operasyonuna ek olarak yeni bir gelişmiş sayaç altyapısına (AMI) da ihtiyaç vardır.

Sayaç bilgilerini toplamak üzere tek yönlü iletişim gerçekleştiren ve dağıtım şirketlerinin mevcutta kullandığı sistemlere Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri (OSOS / AMR) adı verilmektedir. Akıllı şebekelerin gelişimiyle beraber, Gelişmiş Sayaç Altyapıları (AMI), uzaktan sayaç okuma operasyonlarından başlayarak, zaman içerisinde gelişim göstermiş ve bugünün çift yönlü haberleşme ve ölçme sistemleri olarak karşımıza çıkmıştır.



Şekil 1: AMR'den AMI'ya

Gelişmiş sayaç altyapısı (AMI), hizmet sağlayıcısı ve müşteri tarafları arasında çift yönlü iletişimi mümkün kılan birbirine entegre akıllı sayaçlar, iletişim ağları ve veri yönetim sistemlerinden oluşmaktadır. Müşteri sistemlerine; ev içi göstergeler, ev ağları, enerji yönetim sistemleri ve evlerde, ofislerde ve şirketlerde akıllı şebeke fonksiyonlarını mümkün kılan, müşteri kanadındaki diğer sayaç ekipmanları dahildir. Zamana bağlı tarife programları (neredeyse gerçek zamanlı veriler), AMI tarafından kullanımı mümkün kılınan farklı mikro faturalandırma seçeneklerini ve zaman zaman da müşteri sistemlerini içermektedir.



Şekil 2: AMI Sistemi

Bu yeni ve kompleks gelişmiş sayaç altyapısını daha iyi anlamak amacıyla BEDAŞ'ın koordinasyonunda dört dağıtım şebekesinde, dolayısıyla Türkiye'nin dört farklı bölgesinde, akıllı sayaç pilot proje uygulamaları yapmıştır. Bu şebekeler, aşağıdaki ağlardır:

- Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. (bundan böyle "BEDAŞ" olarak anılacaktır),
- Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş. (bundan böyle "UEDAŞ" olarak anılacaktır),
- AKDENİZ Elektrik Dağıtım A.Ş. (bundan böyle "AEDAŞ" olarak anılacaktır),
- Çamlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş. (bundan böyle "ÇEDAŞ" olarak anılacaktır),

Akıllı sayaç projesi Türkiye’deki dört farklı bölgede (Şekil 3) yürütülmüştür. Bu bölgeler projeye dâhil dört dağıtım şirketinin dağıtım bölgeleridir.

Dört bölge, Türkiye’nin farklı coğrafya, şebeke topolojisi, teknoloji, varlık, malzeme yaşı, iklim vb. farklı koşullara sahip dört farklı alanı temsil etmektedir. Buradaki amaç aynı pilot projenin dört defa tekrarlanması değildir. Amaç, farklı şebeke operatörleri tarafından temsil edilen akıllı sayaç pilot projesine genel bir bakış sağlamaktır. Temsili bölgelerden münferit olarak elde edilen kazanımlar, pilot kuruluşları her bölge için dört kez gerçekleştirmeye gerek kalmadan ileride oluşabilecek sorunları farklı şebeke topolojileri ve iklim şartları altında tespit etmeyi amaçlamaktaydı.

En uygun AMI teknolojisinin ve temsil edilecek pilot bölgelerin seçiminde göz önünde bulundurulmuş anahtar faktörler aşağıda yer almaktadır:

- Taşra ve kentsel alan
- Trafo merkezine ortalama uzaklık (300m, 500m, vb.)
- Müşteriler (ticari, endüstriyel, mesken)
- Sıcaklık (Yüksek, orta, düşük)
- Nem (Yüksek, orta, düşük)
- Şebeke varlıklarının tipi ve yaşı
- Kablolama hatları
- Sokak kutuları / Yeraltı noktaları



Şekil 3: Akıllı Sayaç Pilot Bölgeler

Bu bağlamda, proje ile coğrafya, şebeke topolojisi ve tesisleri, müşteri grupları, iklim vb. anlamında “normal” ve “ortalama” şartlarda temsil / tipik / standart şebeke bölgeleri tanımlamak amaçlanmıştır. Ek olarak, yeni cihaz ve teknolojilerin (akıllı sayaçlar, iletişim

teknolojileri vb.) yukarıda sözü geçen şartlar dahilinde sıradışı olarak tanımlanan şebeke bölgelerinde sınırlarının zorlanması suretiyle de test edilmesi amaçlanmıştır.

Farklı AMI teknolojilerinin farklı test bölgelerinde kurulumunun yapılmasındaki sebep, hangi AMI teknolojilerinin hangi bölgeye en uyumlu olduğu hakkında kuvvetli bir istatistik elde etmektir. Bu bağlamda, Güç Hattı İletişimi (PLC), Radyo Frekansı (RF) ve muhtemelen diğer kablolu iletişimlerin de dahil olduğu hibrit iletişime sahip bir iletişim altyapısının test edilmesi amaçlanmıştır. Projenin genelinden elde edilen kapsamlı sonuçların Türkiye enerji piyasasındaki diğer akıllı sayaç projelerinde de kullanılması amaçlanmaktadır.



Şekil 4: Akıllı Sayaç Pilot Hedefler

Proje temel olarak 2 faza ayrılmıştır:

- Faz 1: Hazırlık Fazı (sayaçların tedariki ve kurulumu)
- Faz 2: Uygulama + Sonlandırma Fazı

Faz 1, projenin ana zaman-planı hazırlığı ile ilgilenmektedir. Bu fazın içerisinde roll-out (yaygınlaştırma / kurulum / devreye alım) ilk aşamasının IDIS sayaçlarının hızlı tedariki ile başlaması planlanmıştır. Bu tedarik ve kurulum süreci, teknik şartnamenin oluşturulması ve

devreye alım sürecinin ana ve ikinci aşamalarının ihale edilmesi ile paralel bir biçimde ilerlemektedir. Devreye alım birinci aşamanın sonuçları, 2015 Ağustos ayında yayınlanan dönem ara raporunda detaylı olarak açıklanmıştır.

Faz 1 sürecinin hazırlığıysa, sayaç veri yönetimi (MDM) kiralama hizmetine ve faz 2 sayaçların ihale edilmesine öncülük edecektir. Bu fazların haricinde devreye alım süreci dağıtım şirketinin talebi doğrultusunda iki faza ayrılmıştır.

Akıllı sayaçların ve Sayaç Veri Yönetim Hosting hizmetinin tedariki ve uygulanması, dağıtım şirketleri tarafından talep edilen gerekliliklerin detaylı bir tanımını içermektedir. Bu tanım, yazılım ve donanım olarak ikiye ayrılmaktadır. DNV GL, bu şartnameleri uluslararası deneyimi ve dağıtım şirketleri talepleri doğrultusunda hazırlamıştır. Bu doğrultuda, birkaç workshop çalışması planlanmış ve yapılmıştır.

Tedarik süreci sonrasında ve cihazların kurulum süreci esnasında ortaya çıkan veri ve alan deneyimi değerlendirilmiş ve bu bulgular dönem ara raporunda özetlenmiştir.

Şekil 5, akıllı sayaç pilot projesinin kapsamını göstermektedir. Proje, öncelikle cihazların ve iletişim teknolojilerinin teknik değerlendirmesine odaklanmaktadır. Ek olarak, üst seviyede bir fayda/maliyet analizi içermektedir.

Müşterilere müşteri gösterge üniteleri (CDU) veya akıllı tarifelerin verilmesini ve gaz ve ısıtma gibi diğer emtiaların tedariki ve kurulumunu içeren derin bir müşteri katılımı bu projenin kapsamı dahilinde değildir.

Kapsam içi	Kapsam dışı
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Teknik gereksinimlerin tanımlanması ▪ Farklı haberleşme teknolojilerinin test edilmesi ▪ Farklı tedarikçilerden gelen donanımların test edilmesi (en fazla 6-7) ▪ GSA tasarım seçeneklerinin saha testi ve karşılaştırması (ekipman, haberleşme, farklı şebeke bölgeleri için) ▪ Teknik sorunların tanımlanması ▪ Personelin ya da anlaşmalı 3. parti yetkililerin eğitilmesi ▪ Fayda Maliyet Analizinin değerlendirilmesi (yüksek seviyeli FMA) ▪ Kurulum lojistiğinin doğrulanması ▪ Kurulum hakkında deneyim kazanma, haberleşme ve müşteri ilgisi 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Enerji tüketimine ait detaylı bilgi veya müşteri gösterge birimlerinin (CDU) uygulanması hakkında kapsamlı müşteri katılımı ▪ Kullanım zamanı tarifeleri gibi enerji tasarruf tarifelerinin uygulanması ▪ BT sistemlerinin tedarik, uygulama ya da test edilmesi (sadece 3. parti tarafından barındırılır) ▪ Detaylı fayda maliyet analizi ▪ Gelecekteki akıllı sayaç süreçlerinin detaylı geliştirmesi ▪ Isı ya da gaz gibi diğer enerji kaynakları

Şekil 5: Akıllı Sayaç Pilot Proje Kapsamı

6.2 Proje Zaman Dilimi

Proje 6 iş pakedine bölünmüştür:

Faz 1: Hazırlık

İP1: Proje Planı ve Proje Başlangıcı

İP2: Teknik Şartnamenin ve Devreye Alım Planının Geliştirilmesi

İP3: İhale Hazırlığı ve Donanım Tedariği

İP4: MDM Hosting Süreci

Kurulum Ekibinin Eğitimi

Devreye Alım

Verilerin Değerlendirilmesi

İP5: Proje Bitiş Raporu

İP6: Ara Dönem Raporu

Başlangıçtaki proje planına göre projenin 12 ay içerisinde yani 2015 sonunda, aşağıdaki hedeflere ulaşılarak sonlandırılması beklenmekteydi:

Num.	İP	Hedef / Teslim Edilen	Tarih
1	İP1	Proje Planı ve Proje Başlangıç Belgesi (PID)	02/2015
2	İP2	Donanım ve Yazılım için Nihai Teknik Şartname	03/2015
3	İP3	Faz 1 için 1456 Sayacın Tedariği	03/2015
4	İP6	Faz 1 Sayaçların Kurulumunun Bitişi	04/2015
5	İP6	Ara Dönem Raporu Faz 1	06/2015
6	İP3	İhale Belgeleri, değerlendirme şablonları ve ihaleye girenlerin tavsiyeleri, donanım tedariki	06/2015
7	İP4	Hosting Hizmeti	08/2015
8	İP4	6,544 Akıllı Sayacın ve İletişim Teknolojisinin Kurulumu	10/2015
9	İP5	Proje Bitiş Raporu	12/2015

Sayaçların Dağıtım Sistemi Operatörleri'ne teslimatının uzun sürmesi vb. sebepler ile projenin başlangıç planının değiştirilmesi ve sürenin uzatılması gerekti. Daha tedarik aşamasında dahi üreticilerden tekliflerin alınması için ve müzakere süreci için sürenin uzatılması gerekmişti fakat yaşanan gecikmenin asıl sebebi planlanan teslimat süresi (1 ay) ile sayaçların teslim alındığı gerçek süre (üreticiye bağlı olarak 6-7 ay) arasındaki farktır. Aşağıdaki tablo proje planlamasının nihai sonuçlarını göstermektedir:

	Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3	
	Oca.15	Şub.15	Mar.15	Nis.15	May.15	Haz.15	Tem.15	Ağu.15	Eyl.15	Eki.15	Kas.15	Ara.15	Oca.16	Şub.16	Mar.16	Nis.16	May.16	Haz.16	Tem.16	Ağu.16
Akıllı sayaç Pilot Projesi																				
IP1							Ramazan													
IP2	Fark Analizi (BT, Haberleşme)																			
	Gereksinimler, Cihaz şartnameleri, kurulum, lojistik																			
	Gereksinimler, BT sistem şartnameleri																			
IP3	İhale Hazırlık																			
	Donanım satınalma																			
							Teklif Toplama			Görüşmeler			Kontrat İmza			Teslimat				
IP4	MDM hizmeti barındırma																			
	Kurulum ekibi eğitim																			
	Kurulum, Yaygınlaştırma																			
	Verinin Değerlendirilmesi																			
IP5	Nihai Rapor																			
IP6.1	1. faz sayaçların tedarik ve																			
IP6	Ara rapor																			

Şekil 6: Gerçekleştirilen Proje Planı

6.3 Proje Kısıtlamaları

Bu proje, aşağıdaki kısıtlamalar ve sınırlamalar göz önünde bulundurularak geliştirilmiştir:

- Proje kapsamına siber güvenlik konsepti dahil edilmemiştir. IDIS profili bir Güvenlik tanımlamasında bulunmuş olsa dahi, projenin genelini kapsayan bir siber güvenlik konsepti, ek karmaşıklıklardan kaçınmak ve birlikte çalışılabilirliği olabildiğince yüksek tutmak adına proje kapsamı dışarısında bırakılmıştır. Buna karşın, Sagemcom ise G3 sayaçlarında HLS anahtarları kullanarak güvenlik doğrulama uygulaması gerçekleştirmektedir fakat bu durum, diğer üreticiler tarafından üretilen sayaçların LLS şifreleme kullanması sebebiyle sayaçların birlikte çalışmalarına engel teşkil etmektedir.

- Zaman kısıtlaması ve proje hedefleri dahilinde yer almaması sebebiyle sayaçların ve veri yoğunlaştırıcıların şartnameye uygunluğunu doğrulamak için herhangi bir test tanımlanmamış ya da uygulanmamıştır. Sayaçların uygunluğunun doğrulanması, farklı üreticilerin ve sistemlerin birlikte çalışılabilirliği anlamında başarılı bir Proje uygulaması geliştirilmesi açısından oldukça önemlidir. Bu, her ne kadar pilot projenin hedefleri arasında yer almasa da uygulamadaki riskleri asgariye indirmek için Uygunluk Testi'nin, Proje'nin ülke genelinde devreye alınmasından önce gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

- Farklı üreticilerin uyarlamaları arasındaki birlikte çalışabilirlik sorunları ve kısıtlı adet ve süre sebebiyle cihaz yazılımı değişikliğinin yapılamaması sebebiyle hiçbir teknoloji üzerinde birlikte çalışabilirlik test edilememiştir.

- MDM uygulaması ise bu Proje'nin kapsamı dışarısında yer almakta olup işbu Proje'ye paralel olarak işleyen başka bir proje olarak değerlendirilmektedir. Bu sebeple, ilgili verilerin toplanmasında MDM ücretsiz ve geçici hizmet olarak (SaaS) kullanılmıştır.

- Geleceğe yönelik teknolojilere odaklanmak amacıyla yapılan temel Fayda Maliyet Analizi'nde S-FSK ve DCSK teknolojileri alternatif olarak değerlendirilmemiştir.

7 TEKNİK ŞARTNAMENİN GELİŞTİRİLMESİ

Teknik şartnamenin geliştirilmesi amacıyla Türk enerji piyasasının standartları ile birlikte Türkiye'deki mevcut düzenlemeler ve uluslararası IEC standartları da analiz edilmiştir. Ayrıca, gerekli uygulamaların tasarlanmasına yardımcı olacak uygun Kullanım Koşullarının tanımlanması amacıyla, mevcut alçak gerilim şebekesine kurulacak yeni bir sayaç altyapısının teknolojik etkileri ve Son Kullanıcı faydaları da analiz edilmiştir.

Bu amaçla, proje kapsamında birinci aşamada mevcut sayaç altyapısının değerlendirilmesi amacıyla GAP analizi gerçekleştirilmiştir. Bu GAP analizi, kurulumu yapılan donanımlar, elektrik sayaçları ile ilgili iş süreçleri ve yerinde yapılacak fizibilite çalışmalarının değerlendirilmesi amacıyla dağıtım firmalarına verilen anketlerden oluşmaktadır.

GAP analizindeki sonuçlar, DNV GL tarafından 4 dağıtım şirketine sunulan ve farklı teknolojiler ve bunlarla ilgili kurulumları içeren üç adet ara çalıştıydan oluşan şartname geliştirme aşamasında girdi verileri olarak kullanılmıştır. Bu workshop çalışmaları, dört dağıtım şirketi nezdindeki talep ve gereklilikler ile ilgili girdileri de içermektedir.

Bütün bu sürecin gerçekleştirilmesindeki amaç, ilgili tüm gereklilikleri ve kullanım koşullarını oluşturarak bunları şartname belgeleri haline getirmektir.

İşbu pilot projenin İP2 ayağının sonucunda dört adet şartname belgesi oluşturulmuştur:

- Akıllı Sayaç şartnamesi: E-15-I-043-EH Şartname Sayaç 1.3
- Nesne (object) Modeli: E-15-I-044-EH Şartname Nesne Modeli 1.3
- Veri Yoğunlaştırıcı (data concentrator) Şartnamesi: E-15-I-046-EH Şartname DC 1.2
- Sayaç Veri Yönetimi (MDM) Şartnamesi: E-15-I-046-EH Şartname MDMS 1.1

Projenin başında, seçilecek olan teknik çözümlerin standart çözümler tabanlı olacağı oldukça açık bir biçimde belirlenmişti. Standart çözümlerin faydaları arasında şeffaflık ve farklı bileşenlerin birlikte çalışabilirliği yer almaktaydı. Şeffaflık, AMI sisteminin gelecekteki ihtiyaçlarının yeterli biçimde karşılanmasını, diğer iletişim teknolojilerinin entegrasyonunu garanti etmekteydi yani diğer bir deyişle bu standartlar, yeni gelecek teknolojileri ve iletişim teknolojilerini barındıran bir çerçeve içerisinde bulunmak durumundaydı.

Birlikte çalışılabilirlik ise sistemin diğer sistemler ve farklı üreticiler tarafından üretilen farklı sayaçlar ile veri alışverişi gerçekleştirebilme kabiliyeti olarak tanımlanan bir proje gerekliliğidir.

Hem şeffaflık hem de Birlikte çalışılabilirlik uygulama modelinin iletişim teknolojilerinden ayrıştırılması anlamında oldukça önemlidir. Bu da hiç bitmeyen teknoloji evriminden ve gerekli olduğu takdirde teknoloji geçişinden faydalanılmasına imkan sağlamaktadır.

Avrupa Komisyonu, Mart 2009 tarihinde şebeke sayaçlarının açık mimari ile tasarlanarak karmaşık uygulamaları, şu andaki ve gelecekteki iletişim araçlarını ve güvenli arayüzler ile metrolojik araçları desteklemesi amacıyla **M/441** numaralı bir **Genelge** yayınlamıştır. Uygulamaya alınan standart **DLMS/COSEM** olmuştur ve bu projenin de uygulama standardı olarak seçilmiştir.

Bu Proje'nin ilk fazının şartnamesi yine DLMS şartnamesine tabi olan IDIS tabanlıdır. IDIS, DLMS standartlarının "Tak ve Çalıştır" çözüm anlayışı çerçevesindeki bir alt başlığı olarak değerlendirilebilir.

7.1 Nesne Modeli

Nesne Modeli, sayaçların ilgili şartnameye uygun bir biçimde parametrelendirme ve yapılandırılmaları amacıyla kullanılan ve nesne adı verilen veri yapılarından oluşur. Bu objeler farklı özelliklere (parametreler) ve Yöntemlere (emirler ya da eylemler) sahiptir. Nesne modelindeki farklı alanlar aşağıdaki tablo şemalarında renkli olarak belirtilmiştir:

Renk	Tanım
Soyut Nesneler	Grup Görevi
SAP Görevi	Durum
mantısal_isim	Özellik
uygun_cihazı_bağla	Yöntem

Nesne Modeli'nden bir kesit aşağıda yer almaktadır:

#	Object/Attribute Name	CL	Type	Value	Meaning	Comments	Access Rights Public/Pre/M GM
	Consumer Message Text	1		0-0:96.13.0.255			
1	logical_name		octet-string[6]	0000600D00FF			--/--/R-
2	Value		octet-string[0..64]		Text message to be displayed		--/W/RW

DLMS COSEM standardı sayaçlar ve diğer cihazlar arasındaki bilgi alışverişine ilişkin kuralları (örneğin HES veya veri yoğunlaştırıcı) ve işbu Nesne Modeli'nin tanımı için gereken kuralları belirlemektedir fakat her bir spesifik nesne modeli ya da profilinin tanımlanması ilgili projeye bağlı olacaktır ve standart tarafından verilen farklı seçenekler arasından seçilebilecektir. İşbu pilot proje için geçerli olan şartname IDIS paket 1 ve paket 2 ile dağıtım şirketleri tarafından istenilen özelleştirmeler doğrultusunda hazırlanmıştır.

IDIS (Interoperable Device Interface Specifications) Elster, Iskraemeco, Itron ve Landis+Gyr tarafından oluşturulan Endüstri Derneği tarafından yayınlanan bir DLMS/COSEM profilidir. Buradaki hedef yeni bir standartlar kümesi oluşturmak değil belgelenebilir şekilde birlikte çalışabilirliğe sahip akıllı sayaçların oluşturulması amacıyla mevcut standart uygulamalarının içerisindeki “boşlukları doldurmaktır” yani diğer bir deyişle entegrasyon maliyetlerini azaltacak tak ve çalıştır çözümleri üretmektir.

7.2 Sayaçlar ve Veri Yoğunlaştırıcı İşlevleri

7.2.1 Akıllı Sayaç İşlevleri

Bütün bu işlevler IDIS şartnamesi tabanlı bir OBIS nesne modeli ile desteklenecek ve bunun aracılığı ile konfigürasyon yapılacaktır.

İşlevler	Tanım
Ölçüm gereklilikleri	
Genel	Sayaçlar en azından aşağıdaki özellikleri ölçmelidir: İçeri

İşlevler	Tanım
	<p>aktarma ve dışarı aktarma sürümlerinde A+, A-,Q+ ve Q-.</p> <p>Tarih bilgisi dahil azami talep.</p> <p>Güç kesintileri.</p> <p>Bu kayıtların sebebi, müşteri tüketimini izlemek ve AG şebekedeki yükü dengeleme ve müşteri tarifelerini belirleme amacıyla gün içerisindeki tüketim piklerinin kaydını tutmak.</p>
Darbe çıkışı	<p>Sayacın darbe çıkışları ve aynı zamanda metrolojik LED darbe çıkışları olmalıdır. Darbe çıkışları aktif ve reaktif enerji için ayarlanabilir olmalıdır.</p> <p>Sayaç kalibrasyon ayarlarını gerçekleştirmek için.</p>
Sayaç sabitleri	<p>Sayaçlar programlanabilir olmalı ve her bir enerji birimi için kaç darbenin çıktığı belirtilmelidir.</p>
Yük ayırma şalteri	<p>Sayaçlar müşteriye bağlanması ve bağlantının koparılmasını mümkün kılan bir alçak gerilim yük şalterine sahip olmalıdır. Bu şalter sayacın içerisinde bulunmalı ve müşteri tarafından erişilebilir olmamalıdır. Kontaktör ise iki kararlı olmalı ve bir kesinti halinde ana şebekeden elektrik geldikten sonra kontaktörün karar durumu değişikliğe uğramamalıdır.</p> <p>Yerinde ve uzaktan kumanda ile erişim sağlanabilmelidir.</p> <p>Ayrıca, gelen yükün belirli bir zaman aralığında sınırı aşması durumunda sayacın bağlantısını koparacak olan bir Yük Limiti (sözleşmeden doğan talep) işlevine sahip olmalıdır.</p> <p>Bu işlev dağıtım şirketi kararı ya da kontrat gücünün aşılması durumunda müşteri enerjisinin hem elle (uzaktan kontrol ile) hem de otomatik olarak kesilip geri verilmesine olanak sağlar.</p>
Enerji kayıtları	<p>Sayacın A+ + A- ,A+, A-, QI, QII, QIII and QIV enerji büyüklükleri aralığında son kullanıcının enerji kullanımını kayıt</p>

İşlevler	Tanım
	<p>etmesi gerekmektedir.</p> <p>Müşteri tüketim kaydı faturalandırma ve yük profile değerlendirmeleri için kullanılacaktır.</p>
Yük profili	
<p>Yük profili – Periyot 1</p>	<p>Sayaç yük profillerini 90 gün boyunca en az 15 dakikada bir alabilecek kapasiteye sahip olmalıdır. Her giriş için tüm yük profillerinde bir durum kodu kullanılacaktır.</p> <p>Hane müşterilerinin enerji tüketimi “resmini” görebilmek, sözleşme tarifelerinin belirlenmesinde ve müşteri tüketim alışkanlıklarının saptanmasında faydalı olacaktır.</p>
<p>Tedarik profilinin kalitesi</p>	<p>Sayaç 10 dakikalık aralıklarda faz 1 ve 2 değişen ortalama akımını ve voltaj seviyelerini ölçebilecek kapasitede olmalıdır.</p> <p>Güç kalitesinin sağlanması amacıyla, dağıtım şirketlerinin bildirdiğine göre ülkenin belirli bölgelerinde kayda alınmış voltaj düşüklükleri mevcuttur. Bu profiling amacı ise tedarik kalitesini gözlemlemektir.</p>
Azami Talep Kaydı	<p>Sayaç her tarifenin ortalama 15 dakika ile 1 saat arasında aktardığı aktif enerjinin ortalama değerini hesaplayabilecek kapasitede olmalıdır.</p> <p>Talep yönetimi optimizasyon amacıyla</p>
Sayaç Emniyet Kesintisi	<p>Sayacın bir Yük Limiti (sözleşmeden doğan talep) işlevi olmalıdır.</p> <p>Gelen yükün belirli bir zaman aralığında sınırı aşması durumunda sayacın bağlantısı ivedi olarak koparılmalıdır.</p>
Faturalandırma Profili	<p>Faturalandırma profil yapısı, bir tarifenin uygulanmasını sağlamak amacıyla ölçülmüş değerlerin hesaplanması için gerekli</p>

İşlevler	Tanım
	<p>olan parametreleri kapsayan tek bir sözleşmeye bağlı olmalıdır.</p> <p>Son kullanıcı faturalandırma amacıyla</p>
Sözleşme Tarifesi	<p>İlgili zaman dilimlerinde kaydedilen enerji kullanımının fiyatlandırmasını belirlemede kullanılır.</p> <p>Son kullanıcı faturalandırma amacıyla</p>
Olaylar	<p>Sayacın, tetiklendiği takdirde sayaç tarafından ilgili eylemi ilgili kayıt defterine kaydedecek bir eylem prensibi olmalıdır.</p> <p>Çok amaçlı sistem bilgisi</p>
Veri Bildirim Hizmeti	<p>Sayacın, tetiklendiği takdirde sayaç tarafından ilgili eylem hakkında spontane bir olay gönderisinde bulunduğu bir eylem prensibi olmalıdır.</p> <p>Çok amaçlı sistem bilgisi</p>
Cihaz Yazılım Güncellemesi	<p>Sayaç, Head End Sistemi üzerinden ilgili yazılımın görüntüsünü göndermek suretiyle içindeki yazılımı güncelleyecek bir yapıda olmalıdır.</p> <p>Hata ayıklama, geliştirim, sayaç performansı ve yeni işlevlerin kazanılması amacıyla</p>
Senkronizasyon	<p>Dahili kristal tarafından dahili olarak senkronize edilmiş ve saatlerin ileri ve geri alınması durumlarında kendini otomatik olarak ayarlayan dahili bir saati olmalıdır.</p>
Alarmlar ve Hatalar	<p>Sayacın alarmların ve dahili hataların kaydını tutmak için bir kayıt defteri olmalıdır.</p> <p>Kaçak kullanım, Güç Kesintileri, Batarya Seviye takibi ve arıza teşhis işlemleri amacıyla</p>

İşlevler	Tanım
Reset/Sıfırlama	
Fabrika değerlerine sıfırla	Sayacın fabrika ayarlarına geri dönmesi ve daha önce bahsedilen 6 farklı büyüklükteki enerji kayıtları haricindeki puanlı enerji kayıtlarını sıfırlaması amacıyla genel bir sıfırlama modu. (Standard EN50470-1 paragraph 5.10)
Yerel sıfırla	Enerji talep kayıtlarını ve 6 farklı büyüklükteki tarifelendirilmiş enerji kayıtlarını sıfırlar. Bu, ayarlanmış tarife tablolarının konfigürasyonda kalması anlamına gelmektedir.

7.2.2 Veri Yoğunlaştırıcı İşlevleri

DC işlevleri, tanımlanabilmesi amacıyla iki farklı yaklaşım kullanılarak değerlendirilmiştir:

- **Gateway / Router:** Bu cihaz, HES ve sahadaki Akıllı Sayaçlar arasındaki bilgi alışverişini sağlamaktadır. Emir ve eylemleri planlama özelliğine sahiptir fakat sayaçlama bilgisini depolama özelliğine sahip değildir.
- **Veri Toplayıcı:** Bu, Veri Yoğunlaştırıcı'da en çok kullanılan uygulamadır. IT, Akıllı Sayaçların sahada bulunduğu ve belirli eylemlerin planlamasını yapan ve sayaçlama verisi depolama özelliğine sahip HES arayüzüdür.

7.2.2.1 Gateway router ve Veri Toplayıcı Genel/Ortak İşlevleri

İşlev	Tanım	Hedef
Gözetleme, Kontrol ve Yönetim	DC elle ya da otomatik olarak ayarlanabilir olmalıdır, örneğin IP adresi üstünden uzaktan HES ile iletişimini mümkün kılan bir XML ya da TXT dosyası ve minimal değişkenler yüklenebilir olmalıdır. HES ekipman parametre ayarlarına bağlı olarak yazılım güncellemesini ve DC'nin programlama aktivitelerini değiştirebilir olmalıdır.	Veri Yoğunlaştırıcı (DC), Head End Sistemi'nin sahadaki

	<p>ekipmanlı arayüzü olmalıdır, böylece DC, ilgili bilgilerin düzgün bir biçimde görüntülenmesi ve alınması amaçlarıyla hem sayaç konfigürasyonuna hem de MDM konfigürasyonuna göre ayarlanabilir olacaktır.</p>
Senkronizasyon	<p>DC, NTP (Network Time Protocol) protokolü üstünden bir zaman sunucusu ile senkronize edilebilir olmalıdır.</p> <p>AMI altyapısının tüm bileşenleri aynı tarih-zaman bilgisine sahip olmalıdır.</p>
Birlikte çalışabilirlik	<p>DC, aynı iletişim teknolojisini ve aynı DLMS profilini kullanan farklı sayaç marka ve modellerini yönetebilmelidir.</p>
İletişim güvenliği	<p>DC, PLC yoluyla DLMS/COSEM tarafından sağlanan iletişim güvenliğinin dahil edilmesiyle düşük güvenlik seviyesinde sayaçları başlatabilir nitelikte olmalıdır.</p> <p>DC ve Akıllı Sayaçlar arasındaki iletişim LLS şifreleri sağlanacaktır.</p>
Yazılım güncellemesi	<p>Yazılım güncellemesi DC cihazına yapılacak ve daha sonra aktive edilecektir. Aktivasyon zamanı belirlenmelidir. DC cihazının süregelen etkinlikleri yazılım güncellemesi esnasında sekteye uğramamalıdır.</p> <p>Hata ayıklama, geliştirim, sayaç performansı ve yeni işlevlerin kazanılması amacıyla</p>
Arıza teşhis	<p>DC, kendi kendine arıza teşhis işlevine sahip olmalıdır. Arıza teşhis işlevi her yeniden başlatmadan sonra çalışmalıdır. Ayrıca, periyodik olarak da çalışmalıdır. Arıza teşhis işlevi yöneticinin isteğiyle de çalışabilir olmalıdır.</p> <p>Arıza test işlevinin sonucu, DC cihazının düzgün çalıştığını onaylayacaktır.</p>

7.2.2.2 Veri Toplayıcı

İşlev	Tanım	Hedef
Veri Depolama	<p>Verilerin kalıcı bir hafızada (dahili FLASH bellek) saklanması gereklidir. DC cihazı sayaçlardan alınan bilgileri elektrik kesintisi halinde bile en az 60 gün muhafaza edebilmelidir.</p> <p>Yük profile ve faturalandırma amaçlarıyla ve DC içindeki veriler her daim erişime açık olmalıdır.</p>	
Veri İletişim Yönetimi	<p>DC, HES sistemi ile iki iletişim mekanizmasını kullanarak çalışmalıdır: IT ve kontrol operasyonu. Örneğin, olağan sayaç okuma ve cihaz parametreleri gönderme (push) modunda gerçekleşirken talebe bağlı sorgular çekme (pull) modunda gerçekleşmelidir.</p> <p>Ek olarak, DC kendine bağlı tüm sayaçları aynı anda (simultane olarak) yönetebilmelidir.</p> <p>DC cihazının bir İletişim Hub'ı olarak düzgün çalışması amacıyla. DC cihazı aynı zamanda sayaç bilgilerini almalı ve bu bilgileri HES'e göndermelidir. Ayrıca, HES'ten ilgili sayaçlara ve sayaç gruplarına operasyon değişiklikleri amacıyla emirleri de aktarabilmelidir.</p>	
Veri Yönetimi	<p>DC cihazı, alınan iş emirlerini otomatik olarak saptamalı ve herhangi bir kullanıcı müdahalesine gerek kalmaksızın ilgili eylemleri gerçekleştirebilmelidir.</p> <p>DC cihazı otomatik ve planlı eylemleri gerçekleştirebilmeli yani diğer bir deyişle Akıllı Sayaçlar'dan bilgiyi alan ve yöneten, böylece MDM'nin sadece bilgiyi istemesini yeterli kılan özerk bir cihaz olmalıdır.</p>	
Otomatik sayaç tespit ve tanımlama	<p>Yeni sayaçlar DC cihazına bağlanacak ve sayaç ve DC arasında otomatik bir bağlantı olacaktır.</p> <p>Sayaçların kurulumunun gerçekleştirilebileceği ve sistemin onları</p>	

	otomatik olarak tanıdığı “Tak ve Çalıştır” (Plug & Play) sistemi.
Sayaçlar için yazılım güncellemesi	<p>DC cihazı, kendine bağlı sayaçların yazılım güncellemesini uzaktan yapabiliyor olmalıdır.</p> <p>Hata ayıklama, geliştirim, AMI performansı ve yeni işlevlerin kazanılması amacıyla</p>
Senkronizasyon	<p>DC cihazı sayaçları DLMS COSEM şartnamesine uygun bir biçimde senkronize edebilmeli ve senkron dışı sayaçları tespit edebilmelidir.</p> <p>AMI altyapısının tüm bileşenleri düzgün bir biçimde işlemesini mümkün kılmak adına aynı tarih-saat ayarlarına sahip olmalı ve bilgi, emir ve planlı eylemlerin tarih ve saatini tutabilmelidir.</p>
Görev programlaması	<p>DC cihazı, periyodik olarak çalıştırılacak olan çoklu görevlerin programlanmasına ya da belirli tarih ve saatte etkinleştirilmesine müsaade edecek yapıda olmalıdır. Ayrıca, belirli görevlerin sonlanma tarih ve saati de ayarlanabilir olmalıdır.</p> <p>Planlanmış görevleri kullanarak operatörler yeni görevlerin geliştirilmesi yükünden kurtulacaktır. Ayrıca, planlanmış görevler elle yapılan görevlere kıyasla daha isabetli bir biçimde gerçekleştirilir.</p>
Sayaç okuma ve talep üzerine veriler	<p>Sayaçlardan bilgi alabilmek için dakik özel amaçlı emirler.</p> <p>DC cihazı talebe bağlı eylemleri gerçekleştirebilir yapıda olmalıdır. DC cihazının özerk olması beklense de, operatörün talebe bağlı özel amaçlı emirler vermesi ve belirli bilgileri edinmek istemesi gerekebilir.</p>
Komut Yönetimi	<p>DC cihazı, sayaçlarla ilgili görev emirlerini yöneten bir otomatik yönetici olmalıdır. Diğer görevlerine ek olarak, kurulumu yapılmış cihazların otomatik saptaması yoluyla yapılan ön kurulumda kullanıcının herhangi bir müdahalesine gerek olmamalıdır.</p>
HES İletişimi	<p>DC ve HES sunucusu arasındaki iletişim, DC'nin sahip olduğu</p>

	işlevleri gerçekleştirmesine olanak kılacak nitelikte olmalıdır.
Süpervizör sayaçlar	<p>Bu sayaçlar trafo merkezi seviyesinde kurulumu gerçekleştirilen ve DC cihazına bağlı olan tüm sayaçların tüketimini ölçecek olan bir sayaçtır. DC ile birlikte ya da ayrı olarak kurulumu yapılabilecektir.</p> <p>Bu sayacın asli görevi kaçak vakalarının tespiti olacaktır. (Trafo süzme OSOS Sayacı)</p>

7.2.2.3 Gateway /Router

İşlev	Tanım	Hedef
Ağ Topolojisi	<p>Gateway/ Router belirli sayıdaki sayaçlar ve HES arasındaki iletişimden kaynaklanan very trafiğini yönetecektir.</p> <p>MAC ağ istatistikleri, routing tabloları ve topoloji görüntüsü özellikli</p>	
Protokol Haritalama		

7.3 İletişim Teknolojileri

Dünya genelinde en sık kullanılan çözümler arasından ve Akıllı Sayaç piyasasındaki yeni trendler doğrultusunda belirlenen bir havuzda yer alan iletişim teknolojileri. Seçilen iletişim teknolojileri aşağıda yer almaktadır:

- S-FSK Proje'nin ilk aşamasında 4 Dağıtım Operatörü'nün yer aldığı tüm alanlarda 1153 sayaçta kullanılan iletişim teknolojisidir
- DCSK: BEDAŞ ve AEDAŞ operasyon alanlarında 952 sayaçla hayata geçmiştir.
- G3 (OFDM): 4 Dağıtım Operatörü'nün operasyon alanlarında 1807 sayaç ile hayat geçirilmiştir.
- PRIME (OFDM): BEDAŞ, ÇEDAŞ, UEDAŞ ve AEDAŞ operasyon alanlarında 1574 sayaç ile hayata geçirilmiştir.

- BPL: BEDAŞ, ÇEDAŞ, UEDAŞ ve AEDAŞ operasyon alanlarında 1411 sayaç ile hayata geçirilmiştir.
- RF: BEDAŞ, ÇEDAŞ ve AEDAŞ operasyon alanlarında 836 sayaç ile hayata geçirilmiştir.
- Hibrit: ÇEDAŞ ve AEDAŞ operasyon alanlarında 206 sayaç ile hayata geçirilmiştir.

	BEDAŞ	ÇEDAŞ	UEDAŞ	AEDAŞ
S-FSK	X	X	X	X
DCSK	X			X
G3 (OFDM)	X	X	X	X
PRIME (OFDM)	X	X	X	X
BPL	X	X	X	X
RF	X	X		X
Hybrid		X		X

Tablo 6: Her bir Dağıtım Şebekesi Operatörü için kurulan teknolojiler

7.3.1 S-FSK

Projenin ilk aşamada kullanılan PLC tabanlı teknolojidir. IDIS paket 1'in bu modülasyon ile çalışması öngörülmüştür.

S-FSK (Spread Frequency Shift Keying) spread spektrumu modülasyon teknikleri başlığı altında incelenmektedir ve gerek kullanım basitliği gerekse gelişmişliği sebebiyle AMR kanadında en çok kullanılan teknolojilerdendir. IEC 61334'te de bahsedildiği üzere verileri taşıyıcı dalgadaki özel frekanslar üstünden iletir. OFDM ile kıyaslandığında daha düşük boyutta verileri desteklese de (300 bps ile 2.4 kbps arasında) tüm ufak mesajları taşıyabilir fakat yük profilini iletmek için yetersizdir. Bu modülasyon genellikle CENELEC- A bandında kullanılır.

Sayaçlar ve yönetim sistemi arasındaki iletişim erişim düğümü adı verilen ve genellikle OG/AG dağıtım transformör istasyonlarında konumlanan özel bir düğüm (veri toplayıcı) aracılığıyla yürütülür. Erişim düğümleri (DC cihazları) bir sayaç ağındaki iletişimi yöneten özel düğümlerdir.

7.3.2 DCSK

Bu modülasyon sağlamlığıyla meşhurdur ve FCC bantlarında 150 kbps'ye kadar çıkan hızıyla spread modülasyon teknolojileri başlığında incelenir (CENELEC A içinse 60 kbps'ye kadar).

Spread spectrum modülasyonu ise bir sinyalin, orjinal bilginin frekans içeriğinden daha geniş bir bant üzerinden iletildiği bir yöntemdir. Bu modülasyonun iletişimde dar banda ve gürültü sinyallerine daha az duyarlı olması gibi avantajları vardır, ayrıca sinyal seviyesinin gürültüden daha düşük olduğu seviyelerde de (negative SNR) çalışabilmektedir. Ayrıca, sinyallerin farklı route'lardan ve empedans modülasyonundan geldiği çok yollu sönülmeye (multi-path fading) karşı da daha az duyarlıdır.

DCSK, her bir sembol periyodunda iletilen bit sayılarına tekabül eden çoklu iletim modlarını da desteklemektedir. Standart modda her sembol tarafından temsil edilen 6 bit bulunmaktadır.

S-FSK ve DCSK ilk akıllı sayaç kurulumları sırasında oldukça popüler teknolojilerdi ancak son beş yıl içinde OFDM ve BPL teknolojileri PLC tabanlı akıllı sayaç yaygınlaştırmalarında baskın bir rol üstlenmektedir.

7.3.3 PRIME

PRIME, dar bant güç hattı iletişimi şartnamesidir. Güç hattında sorun çıkartan şartlar gerçekleşmesi halinde PRIME kıvrımlı şifreleme (convolutional encoding) kullanımını açarak dayanıklı iletişim şartlarını sağlamak amacıyla sinyal çırpma (scrambling) ve serpiştirme (interleaving) yapar.

Protokol yığını, profile uyum sağlamak adına birkaç katman oluşturur. Fiziksel katman, taşıyıcı modülasyon olarak OFDM ve DPSK tabanlıdır. Aslında, PRIME, CENELEC A bandındaki taşıyıcı frekansları (42 – 89 kHz) kullanır ve 5.4 kbps ile 128.6 kbps hızları arasında veri transferi sağlar. 1.4 sürümlü şartnameden sonra ARIB ve FCC bantlarındaki daha yüksek frekansların (471 kHz'ye kadar) kullanımını mümkün kılmak amacıyla yeni

frekans bantları kullanılmaya başlanmıştır. FCC bandı tamamen kullanılarak ham veri transferleri CENELEC A bandının 8 katına kadar yükseltilmiştir.

MAC katmanı, OSI modelinin bağlantı katmanını belirler ve erişim kontrolünü iki tip cihaz aracılığıyla kontrol eder: Temel nodlar (base node) ve hizmet nodları (Service nodes). Temel nodlar alt ağ kaynak ve bağlantılarını yönetir. Hizmet nodları alt ağın bir parçası olabilmek için temel nodlara kaydolmak zorundadır.

Dönüşüm katmanı ise Service Specific Convergence Sublayer'ları (SSCS veya Hizmete Bağlı Dönüşüm Alt Katmanı) daha üst katmanlara hizmet sağlayabilmesi için tanımlar ve her bir SSCS için kurulum ve segmentasyonu gerçekleştirir.

PRIME dört adet SSCS belirler:

- IPv4 için hizmetler
- IPv6 için hizmetler
- NULL. Bu, nod yönetimi ve özelleştirilmiş kullanım için şeffaf bir hizmet grubudur.
- DLMS/COSEM ile kullanım için IEC 61334-4-32 SSCS

PRIME, MAC katman paketlerinin şifrelenmesi için bir güvenlik profili de belirler.

7.3.4 G3

G3-PLC, CENELEC bantlarının sınırlı bant genişliğinin verimli kullanımı mümkün kılan ve güç hattı kanalı üstünden iletişim sağlayan gelişmiş modülasyon ve kanal kodlama teknikleri kullanmaktadır. Bu kombinasyon; dar bant enterferansı, darbeleri gürültü ve frekansa bağlı zayıflamaların varlığı halinde dahi çok sağlam bir iletişim sağlamaktadır.

- Normal mod işlevinde asgari 20 kbps etkili veri transferi.
- S-FSK gibi diğer dar bant PLC iletişim teknolojileri ile birlikte çalışma ve mevzuat gerekliliklerine uygunluk
- Enterferans bulunmayan kanalların seçilmesini mümkün kılan dinamik ton adaptasyonu

Bu modülasyon erişim kontrolü, kimlik doğrulama, gizlilik ve bütünlük sağlayan güvenlik protokollerini de yerine getirmektedir.

Protokol yığını, profile şekillendiren birkaç katman oluşturur. Fiziksel katman, dar bant PLC ortamında çalıştırılan OFDM tabanlıdır. Kullanımı yaygın olan IPv6 kullanımı ise birçok uygulama ve hizmete açılım sağlar.

7.3.5 RF

RF teknolojisi, mesh topolojisi kullanan lisanslı ve lisanssız RF spektrumuna aittir. Akıllı sayaçların verici/alıcı özellikleri olup birbirleriyle iletişim sağlamaktadırlar. Veriler, repeater (tekrarlayıcı) yardımıyla veri yoğunlaştırıcılar tarafından toplanır. Kullanılan frekanslar Kuzey Avrupa’da genellikle 434-450 aralığında (ABD’de 902 ve 928 Mhz aralığında) veya 2.4 GHz (daha kısa mesafe) bulunur. 400MHz ile sub-GHz aralığı mesafe, penetrasyon ve bant aralığı anlamında ideal iletişim olarak değerlendirilir. Lisanslı bir bant üstünde çalışmak akıllı sayaç sistemindeki alarmlar ve emirler gibi neredeyse gerçek zamanlı verilerin mevcut ve gelecekteki güvenliği anlamında faydalı olacaktır.

Bu teknoloji kentsel yerleşim yerlerine ve fazla engel bulunmayan, kolay erişimli sayaçların yer aldığı kırsal alan yerleşimlerine kurulmuştur (tercihen açık hava).

İyi bir bant aralığı, elektrik şebekesinden bağımsız oluşu (PLC’nin tersine herhangi bir şebeke kesintisinde de çalışması ve hat kalitesi ve harmonisi sebebiyle şebeke gürültüsüne maruz kalmaması) ve belirli şebeke mimarilerinde ekonomik avantaja sahip olması (transformör başına daha az sayaç olması) ana avantajlar arasında yer almaktadır.

Kullanıma uygun çözümlerin çoğunluğu patentli olup birlikte çalışabilirliğe ilişkin sorunlar çıkarmaları muhtemeldir. Standardizasyon çalışmaları IEEE 802.15.4g çalışma grubu kapsamında devam etmektedir.

Bu radyo sistemleri iki konfigürasyon kullanılmaktadır:

Yıldız veya noktadan çok noktaya (point to multipoint) belirli sayıda AMI çıkışlarına (sayaçlarına) giden merkezi bir gateway içerir. Bu gateway bir vericiye sahip iletişim kulesi ya da alt sayaçlar ile konuşan merkezi olarak konumlanmış başka bir sayaç olabilir. Örneğin, Gateway A 1,2,3, ve 4 numaralı sayaçlar ile konuşabilir. Bu alt sayaçlara uzanan gereksiz yollar var olsa da, bu ilişki ağları genellikle önceden ayarlanmış ve istikrarlıdır. Bu, özellikle batarya ile çalışan sayaçlarda kullanılır çünkü iletişim modelinin optimize edilmesine imkan sağlamaktadır.

Noktadan noktaya ya da mesh sistemler ise genellikle papatya zinciri şeklinde birlikte çalışan iletişim yollarının kullanılmasını mümkün kılar.Örneğin Gateway A, 1 ve 2 numaralı sayaçlar ile konuşur, 2 numaralı sayaç ise 3 numaralı sayaç ile ve 3 numaralı sayaç ise 4 numaralı sayaç ile konuşarak zinciri tamamlar. Bu, elektrik sayaç sistemlerinde sıklıkla kullanılır.

7.3.6 Hibrit: PLC+RF

Geniş alana yayılan dağıtım şirketlerinin yüksek ve düşük yoğunluktaki birbirinden farklı bölgelerde hizmet verdiği düşünüldüğünde ihtiyaçlarını karşılamaları adına hibrit çözümler akla gelir. Bu çözümler, bir head-end-master istasyonuna bağlı olsun ya da olmasın, genellikle RF ve PLC sistemlerinin kombinasyonundan oluşur.

PLC iletişimi, sağlamlığı ve farklı iletim modlarını desteklemesi ile bilinen DCSK modülasyonunu kullanır. OFDM'ye kıyasla daha düşük hızda veri transferi sağlasa da, bu hızlar akıllı sayaç uygulamaları için yeterlidir.

Bu çözümün asıl can alıcı noktası, veri yoğunlaştırıcıların, Akıllı Sayaç ve Veri Yoğunlaştırıcı arasında gerçekleşecek olan iletişimi sağlamak için yukarıda bahsi geçen iki iletişim aracından şartlara en uygun olanını (kaliteli iletişim sağlaması açısından) seçebilme özelliğine sahip olmasıdır. Ayrıca, bu çözümün sabit PLC sayaçlarını sabit RF sayaçları ile aynı ağ mimarisinde kombine etmesi de mümkündür.

7.3.7 BPL

BPL, yüksek hızda veri transferini mümkün kılan bir PLC teknolojisidir. BPL, uzak mesafelerde yüksek hızda veri transferini mümkün kılmak için diğer güç hattı iletişim yöntemlerine kıyasla daha yüksek frekansları, geniş frekans bantlarını ve farklı teknolojileri kullanır. BPL, radyo spektrumunun havadan iletişim (over the air) hizmetlerine adanmış frekanslarını kullanır.

IEEE 1901.2 standardı, Akıllı Sayaçlarda BPL kullanımını 100 MHz'den düşük frekanslarda ve 500 kbps'ye kadar hızlarda tanımlamıştır. İletişim AG ve OG şebekeden herhangi biri üstünden gerçekleşebilir ve diğer PLC tabanlı teknolojiler ile birlikte kullanılmasına imkan vermesi açısından ona bir protocol (ISP) atanmıştır.

7.4 MDM

MDM sistemi; tek noktalı referansın sağlanabilmesi adına bir şebeke operatörünün ölçüm cihazı (sayaç) verilerinin istikrarlı olarak tanımlama ve yönetimini gerçekleştiren süreç, yönetim, politikalar, standartlar ve araçlardan oluşur. MDM sistemi AMI- Proje Head End Sistemi (HES) ile ya da sistemlerle HES doğal arayüzü üstünden arayüzlenmelidir.

Hizmetin EDAŞ merkezinde kurulması; bunun mümkün olmaması halinde üreticilerin kendi tesislerinde kurulması planlandı ve üreticilerden proje süresince hizmet olarak ücretsiz kiralandı.

7.4.1 MDM hizmetleri

Hizmet	Tanım	Hedef
Müsaitlik⁴	MDM hizmetlerinin hizmet erişim oranı en az %90 olmalıdır. Hatalar arasındaki ortalama süre (Meantime between failures veya MTBF ⁵) 2 saatten az olmalıdır.	
Arayüz	MDM sistemi AMI- Proje Head End Sistemi ile veya HES doğal arayüzü üstünden sistemlerle Sayaçlardan elde edilen okumalar, veriler alındıktan sonra lüzumsuz bekleme zamanları olmaksızın MDMS kanadında işlenmeli ve depolanmalıdır. Ayrıca, sayaçlardan elde edilen olaylar ve durum bilgileri gibi diğer veriler de alınabilmeli ve	Daha sonraki operasyonlarda kullanılması ve aynı zamanda ticari süreçlere katkıda bulunabilmesi adına sayaçlama bilgilerinin operatörler tarafından görüntülenebilmesine imkan veren bir arayüz gereklidir.

⁴ Müsaitlik = Tahmin edilen çalışma süresi / (Tahmin edilen çalışma süresi + tahmin edilen aksaklık süresi).

⁵ MTBF = $\Sigma(\text{Aksaklık başlangıcı} - \text{Çalışma Başlangıcı}) / \text{hata sayısı}$.

	işlenebilmelidir.	
Ticari Süreçler	<ul style="list-style-type: none"> - Sayaç okumaları, olaylar ve durum bilgileri - Müşteri değişimi (yeni abone) - Müşteri bağlantısı/bağlantı kopması. - Müşteri faturalandırması 	Bu kısım, faturalandırma ve müşteri bilgilendirmede kullanılacaktır. Ayrıca, hizmet kalitesine ilişkin bilgiler için de gereklidir.
MDM Sistemine Giriş	Yetkilendirilmiş proje çalışanları ve operatörler sistem erişimine sahip olmalıdır. Erişim, ayrıca operasyonlar için de gereklidir.	
Güvenlik	Tüm hizmetler, dışarıdan gerçekleştirilecek yetkilendirilmemiş erişimleri engellemek adına firewall (kalkan) ile korunmalıdır.	Sistemin vandalizme, kurumsal hırsızlığa ve gizlilik ihlallerine karşı korunması için gereklidir.

7.4.2 MDM işlevleri

Bu projenin gereklilikleri kapsamında aşağıdaki işlevler tanımlanmıştır:

İşlev	Tanım	Hedef
Sayaç veri deprese		
Sayaç okuma	MDM sistemi tüm sayaç veri değerlerinin (tüketim, yük profile, azami talep ve güç kalitesi) saklanması ve işlenmesi görevlerini gerçekleştirmelidir. Bu, sayaç tipi ve markasından bağımsız olarak yapılmalıdır. Ayrıca; bayraklar, olay bilgileri, kesintiler ve sayaç müdahale alarmları ve talebe cevap olayları gibi durum bilgileri de bunlara	

İşlev	Tanım	Hedef
	dahildir.	
Sayaç verisinin yönetimi	MDM tüm sayaç noktalarını ve bunların verilerini tutmalı ve yönetebilmelidir. Sistemin bunlar için yeterli miktarda belleği olması gereklidir.	
Sürüm bilgisi	MDM sistemindeki veriler zaman referansına (time version reference) sahip olmalıdır. Bu zaman referansının kesinliği 1 milisaniye ile ölçülmelidir.	
Kayıt bilgisi	MDM sistemi veri bütünlüğünü sağlamak adına; ölçüm ekipmanında yapılan değişikliklerin kullanıcı bilgisi, tarih ve zamanı ve ilgili sürecin ne olduğunun kaydını tutmalıdır.	
Verilerin yeniden yazılması	MDM sistemi, belirli bir tarih ve zamanda kaydı oluşturulan bilgileri yeniden yazabilir nitelikte olmalıdır. Bu veriler talebe bağlı olarak çıkartılabilmelidir. Faturalandırma, uzlaşmazlıkların çözümü ve veri bütünlüğü için gereklidir.	
Verilerin doğrulanması, tahmin edilmesi ve düzenlenmesi		
Ön işlem	MDM sistemi; sayaçta bulunan ham verilerin depolanması ve ön işlenmesini veritabanında bulunan aylık faturalandırma bilgilerine uyumlu olarak gerçekleştirebilmelidir.	
Tahmin	Aşağıdaki gibi doğrulama ve tahmin işlevleri:	

İşlev	Tanım	Hedef
	<ul style="list-style-type: none"> - Tahminler geçersiz veya eksik olan sayaç bilgileridir. - Değerler sabitler ile yer değiştirir - Ekleme, çıkarma, çarpma ve bölme işlemleri - Veri enterpolasyonu - Verinin zaman içinde ileri ve geri sarılması - Verilerin bölünmesi ve birleştirilmesi 	
Düzenleme	<ul style="list-style-type: none"> - Ekle, yenisiyle değiştir. - Kopyala/kes/yapıştır. - Okunan sonuçları düzelt. - Çoklu sonuçları görüntüle ve düzelt. 	
Hesaplama	<p>MDM sisteminin aşağıdaki gibi matematiksel ve mantıksal işlevleri destekleyen entegre bir motoru olmalıdır:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Matematiksel (Çarp, böl, kare kök al, sin e, cosin e vb.). - Mantıksal (eğer, ve, veya, değil vb.). - Zaman ve tarih işlevleri (maksimum, minimum, ortalama, toplam vb.) - Birim dönüştürme (kWh/kVARh to kVAh etc) 	
Toplama	<p>MDM sistemi, verileri uygulanan toplama/hesaplama kurallarına göre toparlayabilmeli ve bunları sayaç noktaları, coğrafi bölgeler ve müşteri özellikleri gibi kategorilere uygun sınıflandırabilmelidir.</p>	

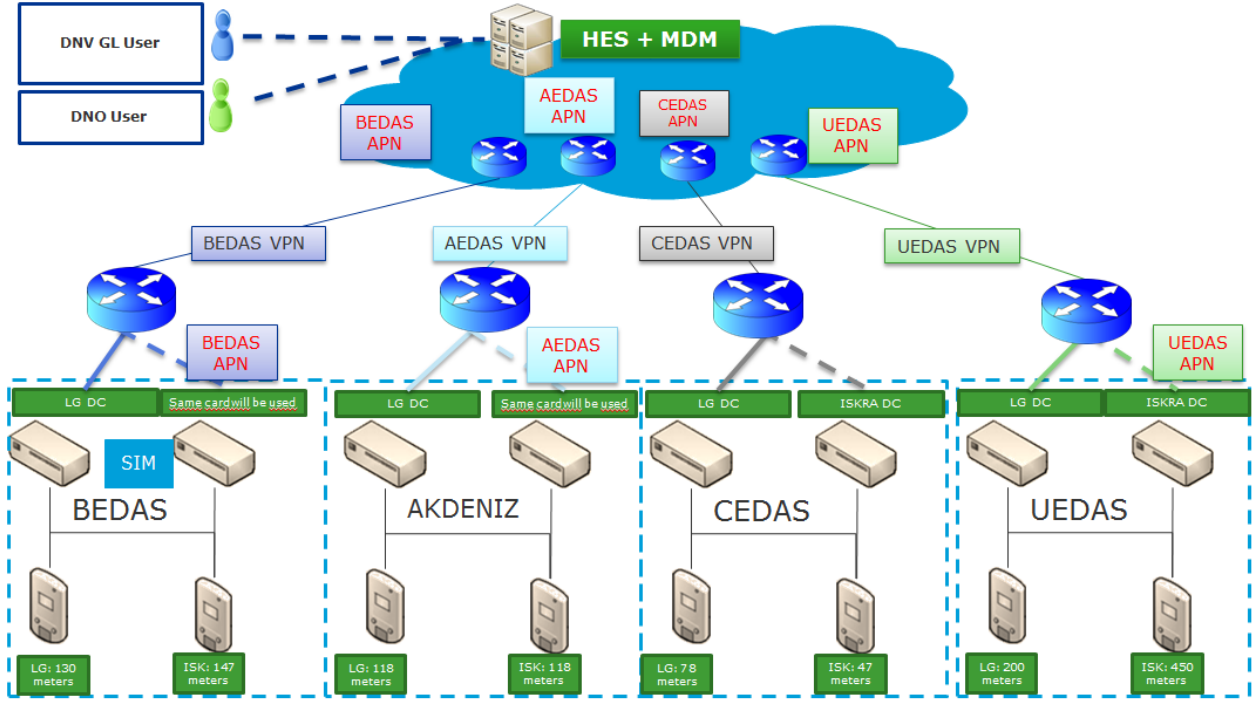
İşlev	Tanım	Hedef
Raporlama		
Dahili raporlar ⁶	MDM sistemi, aşağıdakileri içeren yeterli bir raporlama işlevine sahip olmalıdır:	<ul style="list-style-type: none"> - Yerleştirme istatistikleri - Günlük veri toplama raporu - Eksik okuma raporları - Sayaç müsaitliği ve arıza teşhis - Günlük durum ve tüketim raporları - Doğrulama hata raporları - İstisnai raporlar - Güvenlik raporları
Hazır raporlar	MDM sisteminin kullanıcı tarafından ayarlanabilir raporlama araçları olmalıdır.	

7.5 Sistem Mimarisi

Aşağıdaki şema, sistemin nasıl konumlandığını Mantıksal Bağlantı yaklaşımıyla göstermektedir.

Landis ve Iskraemeco firmalarının yerel sunucu sağladığı ve Sagemcom firmasının Kullanıcı Arayüzü sağladığı durumlar hariç birçok durumda MDM çözümü üretici tesislerinde yer almakta ve Bulut Bilişim ile erişilebilir olmaktadır; bu sebeple sayaçlama bilgilerine erişim VPN üstünden gerçekleştirilmiştir.

⁶ Tüm raporlar Excel ya da Acrobat PDF gibi dijital formatta da erişilebilir olmalıdır.



Şekil 7: Sistem Mimarisi

MDM sisteminden DC cihazlarına yapılacak olan iletişim GPRS/3G mobil iletişim teknolojisi aracılığıyla gerçekleştirilecektir.

Üreticilerin her biri, sayaç okumadan gelen periyodik raporları paylaşmakla yükümlüdür. Sonuçların birbiriyle uyumlu olması adına, listelenen bir dizi veriyi ve Anahtar Performans Göstergelerini içeren bir şablon rapor oluşturulmuştur. Bu şablon üreticilere verilmiştir.

8 İHALE SÜRECİ

Proje kapsamında her biri ayrı bir devreye alımda gerçekleşmek üzere iki tedarik süreci bulunmaktadır. Bu bölümde her iki sürecin nasıl yapılacağına ilişkin tanımlamalar yer almaktadır.

8.1 1. Faz Tedarik

Kurulumların ilk aşamasında büyük oranda standartlaşmış, hazır raf ürünlerini hedefleyen, daraltılmış özel bir tedarik süreci yer almıştır. Bu nedenle ilk fazın IDIS organizasyonuna üye olan sayaç tedarikçileri (Elster, Landis + Gyr, Iskraemeco ve Itron) ile sınırlandırılmasına karar verilmiştir. İlk fazda sadece bu dört tedarikçi en iyi tekliflerini sunmak üzere davet edilmiştir.

Önceki bölümde belirtildiği üzere donanım bileşenlerinin şartnamesi hazırlanırken DLMS profilinin tabanının yüksek düzey birlikte çalışabilirliğesahip IDIS DLMS profile olması kararlaştırılmıştır. İlk aşamanın başlaması için bulunan zamanın kısıtlı olması sebebiyle IDIS paket 1 seçilmiştir (S-FSK PLC tabanlı), bu da tedarikin o dönemde halen hazırlanmakta olduğu için kapsamlı olmayan bir şartname ile başlamasını mümkün kılmıştır.

Davet edilen 4 üreticiden sadece ikisi teklif talebine cevap vermiştir, bunlar Landis + Gyr ve Iskraemeco firmalarıdır. Elster ve Itron Teklif Talebi'ne olumsuz yanıt vermiş ve stoklarında devreye alımın başlamasına imkan verecek sayıda ürün olmadığını belirtmiştir. Her iki firmanın da bu ürünü etkin olarak pazarlamadığının oldukça ilginç bir durum olduğunu belirtmekte fayda var, lakin sundukları çözümlerin daha modern PLC standartları (BPL, G3, PRIME) ile çalışması ya da Itron örneğinde kendi çözümleri (RIVA) üstünde çalışması da dikkate değer diğer unsurlardandır.

Teslimat zamanı ile ilgili gecikmeler de oldukça ciddiydi. Sayaçların aslen 4 haftalık süre içerisinde teslim edilmesi talep edilmişti fakat teslimat 10 hafta sürdü. Son teslimatın gecikmesinde gümrükte yaşanan sorunların (teslimatı yaklaşık olarak 2 hafta geciktirdi) ve Türkiye'deki mevzuatlar gereğince yeni sayaç modellerinin ilgili kurumlarca kayda alınması/onaylanmasının aynı derecede etkili olduğunu söyleyebiliriz.

Birinci faz devreye alımda Iskraemeco sayaçların Landis + Gyr DC cihazlarıyla ve Landis + GYR sayaçların da Iskraemeco DC cihazları ile iletişim içerisinde olduğunu söyleyebiliriz. Fakat veri modellerinin eşleşmemesi sebebiyle Landis + GYR DC cihazlarının Iskraemeco

sayaçlar üstünde çalışması için bazı modifikasyonlara ihtiyaç duyulduğunu da belirtmeliyiz. Ayrıca, iletişim konfigürasyonundaki eşleşmezlik sebebiyle de iletişimde bazı sorunlar yaşandığını söyleyebiliriz (farklı veri akış hızı), bu durum da hem iletişim seviyesinde (PLC veya RF) hem de uygulama seviyesinde (DLMS) kapsamlı bir “varsayılan ayar” belirlenmesinin ne kadar gerekli olduğunu göz önüne koymuştur.

8.2 2. Faz Tedarik

2. Faz devreye alımda süreç; belirlenen üretici listesinin ön elemesi ve nihai ihale değerlendirmesi şeklinde iki aşama halinde gerçekleştirilmiştir.

Aşağıda yer alan üreticilere ihale için teklif çağrısında bulunulmuştur:

- Luna
- Iskraemeco
- Landis & Gyr
- Elster
- VIKO – Kamstrup
- NAR
- Elektromed
- Sagemcom
- Actility
- ADD
- Echelon
- EDMİ
- Itron
- Visiontek
- Köhler
- Nuritelecom

Ön eleme süreci, firmaların ekonomik ve teknik yeterliliklerinin değerlendirilmesi suretiyle gerçekleştirilmiştir. Ekonomik gereklilikler içinse farklı üreticilerden ihaleye özel sorumluluk ve yeterlilik beyanları istenmiştir. Teknik yeterlilikleri içinse aşağıdakiler istenmiştir:

- 1) Kalite sürekliliği ve standartlarını belirlemek için alınan önlemlerin tanımı (Örneğin: ISO 9000 belgesi)
- 2) Adayın ürününün diğer IT sistemlerine entegre olabildiğini gösterir sertifikalar. Aday, hangi ürünlerin akıllı sayaç sistemlerinin önde gelen endüstriyel standartları (IDIS, PRIME vb.) tarafından sertifikalandırıldığını ve söz konusu IT sistemlerini tanımlamakla yükümlüdür
- 3) Referans listesi. Tedarikçinin seçilen teknolojiler ve ilgili ürün ve hizmetler ile ilgili en az 3 yıllık tedarik deneyimi olmalıdır.

Donanım şartnamesine göre, devreye alım kapsamında kullanılacak teknolojiler aşağıda yer almaktadır:

- Radyo Frekansı
- PLC: BPL, G3, DCSK ve PRIME
- Hibrit çözüm: RF + PLC

Başvuru sahiplerine gönderilen proje belgelerinde tanımlandığı üzere talep edilmiştir. Olası teklif verenler arasında yapılan ön elemeyi müteakip, aşağıdaki firmalara “İhale Çağrısı” yapılmıştır:

- Luna
- Iskraemeco
- Landis + Gyr
- Elster
- VIKO – Kamstrup
- NIK (NAR)
- Sagemcom
- ADD
- EDMİ
- Itron

Yapılan ön elemelerden sonra dağıtım şirketleri tarafından DCSK sayaçlarının da kabul görülmesi kararlaştırılmıştır. Tüm sayaçlar donanım şartnamesinde tanımlanan DLMS nesne modelini uygulamalıdır.

İlk teklif turundan sonra DNV GL ve dağıtım şirketleri, ihaleye davet edilen üreticiler ile görüşmelerini sürdürdüler. Teknolojilere göre teklif verenler listesi aşağıda yer almaktadır:

- RF: Kamstrup, Luna ve NAR
- G3: Landis + Gyr, Sagemcom ve Elster
- PRIME: Sagemcom
- BPL: Elster
- DCSK: Luna + NIK(NAR)
- Hibrit: Luna

8.2.1 Üreticilerin MDM Tekliflerinin Özeti

Luna MDM ile ilgili çok kısa bilgi vermiş fakat sunumlarında çok kuvvetli bir biçimde “yapabiliriz” tavrı takınmıştır. Söylediklerine göre tüm sistemleri kendi MDM sistemlerine sıfır ek maliyet ile entegre edebilmekteler.

ELSTER, BPL çözümleri için bir yıllık MDM teklifinde bulundu. MDM sisteminin kendi tesislerinde bulunmasını tercih ettiklerini fakat yerinde kurulumun da değerlendirilebileceğini söyledi. Teklif edilen MDM sistemi tam kapsamlı bir MDM (full-MDM) “DEĞİL” fakat BPL tabanlı çözümlerinin değerlendirilmesine imkan vermesi adına bir Pilot MDM çalışmasıydı.

Sagemcom ise sayaç ve DC cihazlarının birlikte çalışabilirliğine dayalı kuvvetli bir entegrasyona sahip. Farklı üreticilerin DLMS veri modeli kullanan çeşitli HES modelleri için adaptör seçenekleri sunmuşlardır. Sagemcom aynı zamanda bakım ve destek için de bir konsept sunmuştur. Ayrıca, Sagemcom MDM ve diğer Dağıtım Şirketi sistemlerinin Master Data Synchronization aracılığıyla nasıl senkronize edileceğine dair bir çözüm de sunmuştur.

Landis + Gyr MDM sisteminin Landis’te (Slovenya) bulunmasını önermiştir. Bu durumda Landis’in talep edilen hizmetin gerekliliklerini tam anlamıyla sağlayabileceği söylenmiştir. Genel olarak Landis kendi MDM sistemleri (Gridstream) hakkında çok fazla bilgi vermemiştir fakat bu sistemin oldukça kapsamlı bir MDM sistemi olarak bilindiğinin altını çizmekte de fayda var.

Kamstrup MDM sisteminin kendi tesislerinde bulunmasını önermiştir. Sunucu ortamları ISO 27001 sertifikalıdır. MDM sistemi, tanımlanan gerekliliklerin çoğunluğunu yerine getirebilmektedir fakat Kamstrup MDM sadece Kamstrup HES ile çalışmaktadır.

Nar tarafından MDM sistemi ile ilgili neredeyse hiç detaylı bilgi verilmemiştir. Yüzyüze toplantılar sırasında Nar farklı türdeki sayaçlardan veri toplayabilmek için gerekli arayüzleri hazırlayabileceklerini belirtmiştir.

8.2.2 Üreticilerin Akıllı Sayaç Tekliflerinin Özeti

Luna, yerel tedrikçi, iyi bilinen ve kendini kanıtlamış DCSK ile daha yenilikçi bir çözüm olan ve 169 ve 820-960 MHz frekanslarında çalışan RF, ve bunların birlikte kullanımından oluşan Hibrit olmak üzere 3 farklı teknoloji önermiştir. sayaç teslimatının zamanında olması beklenmektedir ancak aynı sistemde oldukça farklı çözümleri kendi DClerine entegre etmeleri en büyük zorlukları olabilir.

Elster, PLC teknolojisi alanındaki en yeni ve inovatif çözümlerden olan G3 teknolojisini kullanacaktır fakat lojistik sebeplerden talep edilen miktarlarda sayacı tedarik edemeyeceklerini söylemişlerdir ve bu sebeple tekliflerinde, özellikle kırsal alan için ideal bir çözüm olan ve uzak mesafelere ulaşan BPL (Broadband over Power Lines) teknolojisine geçmişlerdir.

Sagemcom, dünya çapında en sık kullanılan ve stabil teknolojiler olan G3 ve PRIME teknolojilerini kullanmaktadır. Sagemcom'un çözümleri Avrupa'da birkaç ülkede halihazırda çalışmaktadır. Sagemcom, akıllı sayaçların teslimatı için nihai karardan sonra 4 hafta istemiştir.

Landis+Gyr G3 çözümünü sunmaktadır. İlk teslimat tarihi ise 2015 Ağustos olarak belirlenmiştir.

Kamstrup RF teknolojisini 444 MHz'de kullanmaktadır. Sayaçların zamanında teslim edilmesi öngörülmekte fakat gümrükte yaşanan bazı problemler gecikmelere sebep olmuştur.

NAR/NIK aynı zamanda DCSK ve 2400 ile 2480 Mhz aralığında RF teknolojileri de sunan bir NIK distribütörüdür. Sayaçlar zamanında teslim edilmiş, dolayısıyla kurulumda herhangi bir sorun yaşanmamıştır.

Araç	Güç Hattı	Güç Hattı	Güç Hattı	Güç Hattı	Güç Hattı	Radyo Frekansı	Hibrit
Modülasyon	OFDM dar bant	OFDM dar bant	S-FSK	DCSK	OFDM geniş bant (BPL)	--	--
Standart	G3-PLC	PRIME	IDIS	--		--	--
Üretici	Landis + Gyr, Sagemcom	Sagemcom	Landis + Gyr, Iskra	Luna, Nar/Nik	Elster	Luna, Nar/Nik, Kamstrup	Luna

Üreticiler ile Ağustos 2015 ile Eylül 2015 arasında sözleşmeler müzakere edilmiş ve 4 DAĞITIM ŞİRKETİ tarafından tedarik sözleşmesi imzalanmıştır. Daha önce de belirtildiği üzere, teslimat süreleri tedarikçilerin hepsi için ciddi bir sorun teşkil etmekteydi. En hızlı tedarikçiler teslimatı 3 ay içerisinde gerçekleştirebileceklerini söyleseler de bazılarının Haziran 2016'dan önce teslimat gerçekleştiremeyeceğini (Sagemcom PRIME sayaçlar) belirtmiştir. Bu durum göz önünde bulundurularak, proje süresinin uzatılması ve tedarikçilere teslimat için ek süre verilmesi fakat 30 Mayıs tarihine kadar kurulumu gerçekleştirilmeyen sayaçların sonuçlarının son rapora dahil edilemeyeceği öngörülmüştür. Bu madde sadece PRIME sayaçlar için geçerli oldu.

9 DEVREYE ALIM

Pilot projenin ana hedeflerinden biri de farklı üreticilerin sayaçlarında bulunan farklı teknolojileri, birbirine olabildiğince yakın şartlar altında değerlendirmek ve kıyaslamaktır. Trafo merkezi seçiminin tercih edilmesinin altındaki sebep de ortalama veya göreceli olarak kötü trafo merkezleri seçerek Türkiye'nin genelinin modellenmesiydi. İyi şartlar altında her sistem çalışacaktır bu sebeple iyi ortamlar test kapsamına alınmadı. Ayrıca, test ortamı belirlenirken sıcak/soğuk, kentsel/kırsal, mesken/ticari ortam gibi farklı çevresel faktörler de göz önünde bulundurulmuştur.

- BEDAŞ: Kentsel alan, ortalama hava koşulları, mesken ve ticari aboneler
- UEDAŞ: Seyrek abone dağılımı, hafif endüstriyel aboneler
- ÇEDAŞ: Taşra bölgesi, soğuk hava koşulları, köyler
- AEDAŞ: Sıcak hava koşulları, klima kullanımı, oteller, mesken ve ticari aboneler

Birden fazla tedarikçi tarafından önerilen teknolojilerin birlikte çalışabilirlik testlerinin yapılabilmesi amacıyla mümkün olan yerlerde aynı teknolojiyi kullanan cihazlar için tek bir Trafo merkezi seçilmiştir. Bu bölgelerin test prosedürleri, farklı üreticilerden gelen sayaçların aynı lokasyonda kurulumu şeklinde yapılmıştır. Bir binaya, en azından her üreticiden bir adet sayaç yerleştirilmiştir. Ayrıca, tüm Trafo merkezi alanlarının kapsama alınması da belirlenen başka bir hedeftir. Bu yaklaşımla, aynı teknolojiyi sunan tüm tedarikçilerin aynı şartlar altında sınanması amaçlanmıştır. Ayrıca, her bir tedarikçinin kendi ürünlerinin yalnız başına test edilmesi amacıyla da ayrı olarak başka yekpare kurulumlar da gerçekleştirilmiştir.

Dağıtım şirketlerinin talebi doğrultusunda proje iki faza bölünmüştür. 1. Faz, karşılaşılabilecek sorunların ve bu sorunların oluşmasını engellemek için ne gibi önlemler alınacağını ya da sorunlara ne gibi çözümler getirilebileceğinin görülmesini amaçlamıştır. 1. Faz sonuçları "Ara Dönem Raporu"nda detaylı olarak yayınlanmıştır fakat veri bütünlüğünün korunması adına sonuçlar bu raporda da yer almaktadır.

9.1 Seçilen Trafo Merkezlerinin Tanımı

Yukarıda tanımlanan ana haları göz önünde bulundurarak, aşağıda belirtilen trafo merkezleri pilot lokasyon olarak seçilmiştir:

9.1.1 BEDAŞ

Pilot projenin ikinci aşamasında BEDAŞ aşağıdaki teknolojileri test etmeyi planlamıştır:

- G3-PLC (PLC; Landis + Gyr ve Sagemcom)
- PRIME (PLC; Sagemcom)
- DCSK (PLC; Luna ve Nar/Nik)
- BPL (Geniş Bant PLC; Elster)
- RF (RF; Nar/Nik ve Kamstrup)

9.1.1.1 G3-PLC

Devreye alım planında 1875TM trafo merkezi G3-PLC testleri için seçilmiştir. Bazı kısıtlamalar sebebiyle bu trafo merkezi 3143TM ile değiştirilmiştir. Bu istasyon kentsel bir alana yerleştirilmiştir (Nişantaşı Bölgesi) ve buradaki altyapı her ne kadar eski olsa da birçok tadilatından geçmiştir. 995 abonenin sayacı yeni sayaçlarla değiştirilmiştir ve bu abonelerin büyük çoğunluğu (%86) meskendir.

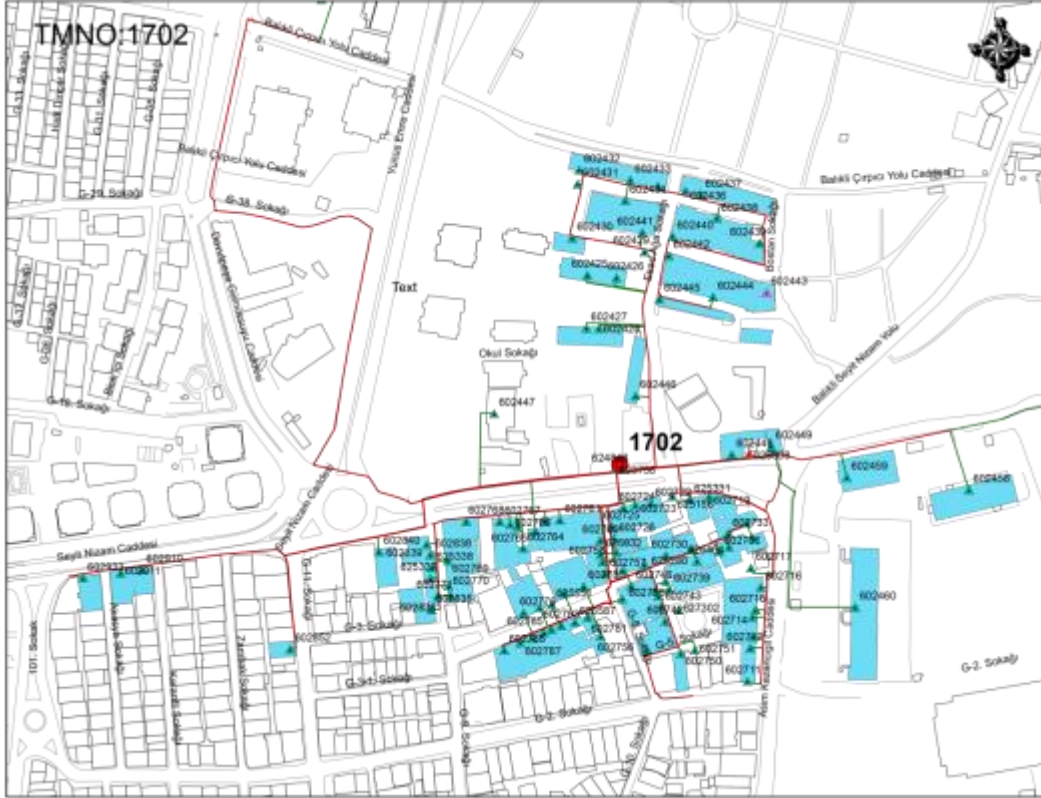
Genel altyapı göreceli olarak eskidir (yaklaşık 30 yıl) fakat transformörler 2006 yılında yenilenmiştir. Trafo merkezinden çıkan 25 adet besleyici (Feeder) ünite bulunmaktadır.



Şekil 8: BEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası

9.1.1.2 PRIME

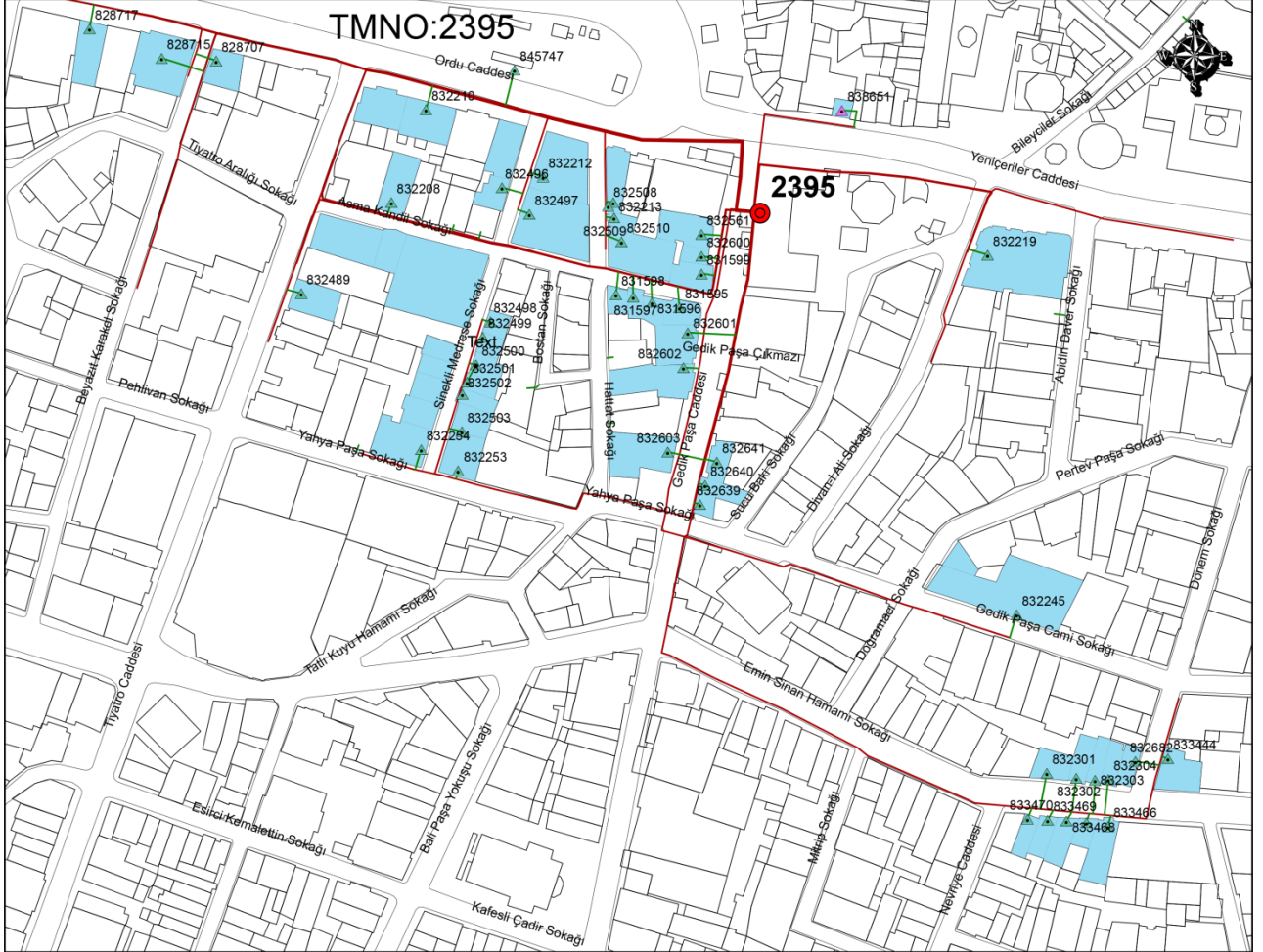
PRIME teknolojisini test etmesi için 1702TM seçilmiştir. Bu trafo merkezi toplamda 970 sayaca elektrik vermektedir. Bu sayaçlardan 700 tanesi mesken aboneler için olup geriye kalan sayaçlar ticare veya tekstil gibi hafif endüstriyel abonelerdir. Bu trafo merkezinin altyapısı eskidir.



Şekil 9: BEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası

9.1.1.3 BPL

Broadband over Power Line (BPL) teknolojisini test etmesi için 2395TM trafo merkezi seçilmiştir. Burası turistik bir bölgedir ve çok eski bir altyapıya sahiptir, yaklaşık olarak 830 tüketiciyi beslemiştir. Bunlardan çoğu (%94) ticari abonelerdir.



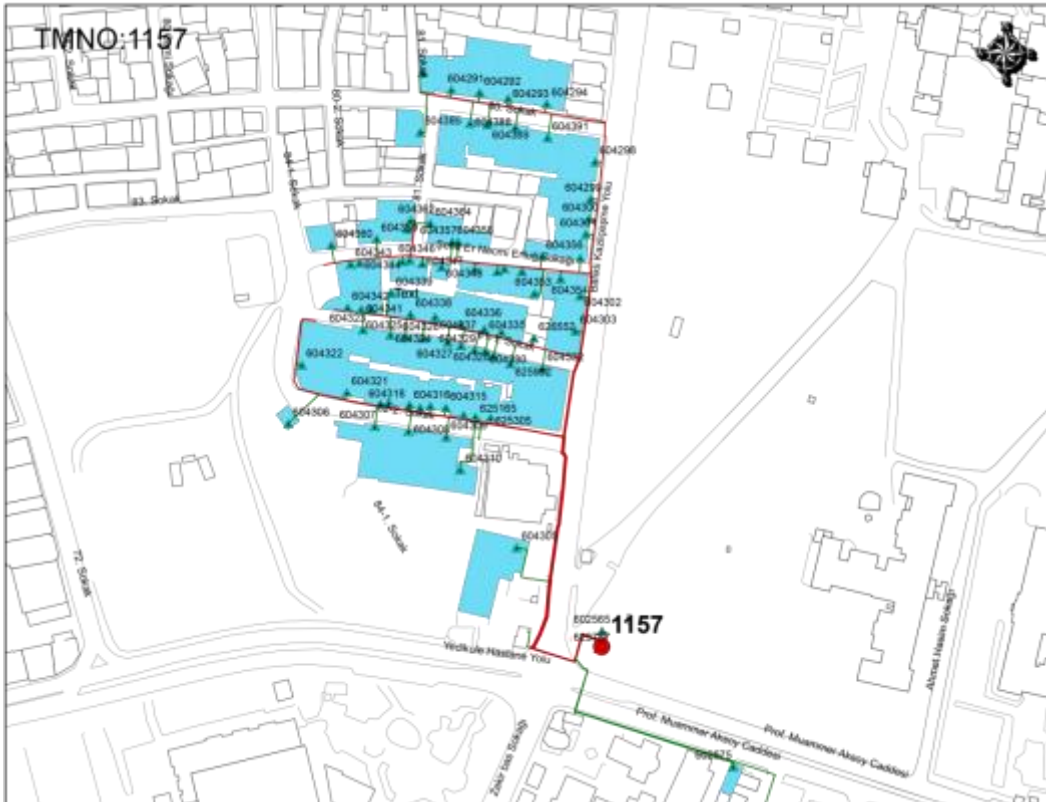
Şekil 10: BEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası

9.1.1.4 DCSK

DCSK için BEDAŞ iki trafo merkezi seçmiştir: 1090TM ve 1157TM. İlk trafo merkezi 514 aktif kullanıcıyı beslemektedir ve bunların çoğunluğu (435/514) meskendir. Bu altyapı göreceli olarak yenidir (İstanbul'un geneli, yeni kurulan bölgeler hariç, oldukça eski bir altyapıya sahip olup altyapının üstünde ufak modifikasyonlar veya onarımlar gerçekleştirilmiştir.) İkinci trafo merkezinin ise 640 abonesi vardır ve bunlardan 488 tanesi meskendir.



Şekil 11: BEDAŞ DCSK testi trafo merkezi haritası (1#2)



Şekil 12: BEDAŞ DCSK testi trafo merkezi haritası (2#2)

9.1.1.5 RF

RF testleri 1165TM trafo merkezinde gerçekleştirilmiştir. Nar ve Kamstrup sayaçları farklı frekans bantlarında çalışmaktadır ve bu sebeple aynı trafo merkezinde test edilmişlerdir (Luna'nın RF çözümü BEDAŞ tarafından test edilmemiştir). Bu istasyon toplamda 498 aktif sayaç beslemektedir ve bunların 424 tanesi meskenidir. Şehirdeki şebekelerin çoğunluğu gibi bu şebeke de eski bir şebekedir fakat göreceli olarak iyi durumdadır.



Şekil 13: BEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası

9.1.1.6 IDIS – 1. Faz

İkincil trafo merkezi Aksaray ve Laleli arasında yer almakta ve ticari, mesken ve otel abonelerinden oluşmaktadır. Bu bölge, oldukça eski bir altyapıya sahiptir ve genel iletim kalitesi düşüktür. Transformörden çıkan 16 AG fider bulunmaktadır ve detaylı bilgi aşağıda yer alan besleme diyagramından görüntülenebilir.

Kırmızı nokta, transformör istasyonunun konumunu göstermektedir. Binalar kendileriyle aynı renkteki fiderler tarafından beslenmektedir. Trafo merkezi kodu 2715 olmakla birlikte, DP ise binayı besleyen fider/depar numarasıdır.



Şekil 14: BEDAŞ S-FSK Testi Trafo Merkezi Haritası

9.1.2 UEDAŞ

Birinci fazda kurulumu yapılan Iskraemeco ve Landis + Gyr sayaçlarına ek olarak Uludağ EDAŞ aşağıdaki teknolojileri test etmek istemiştir:

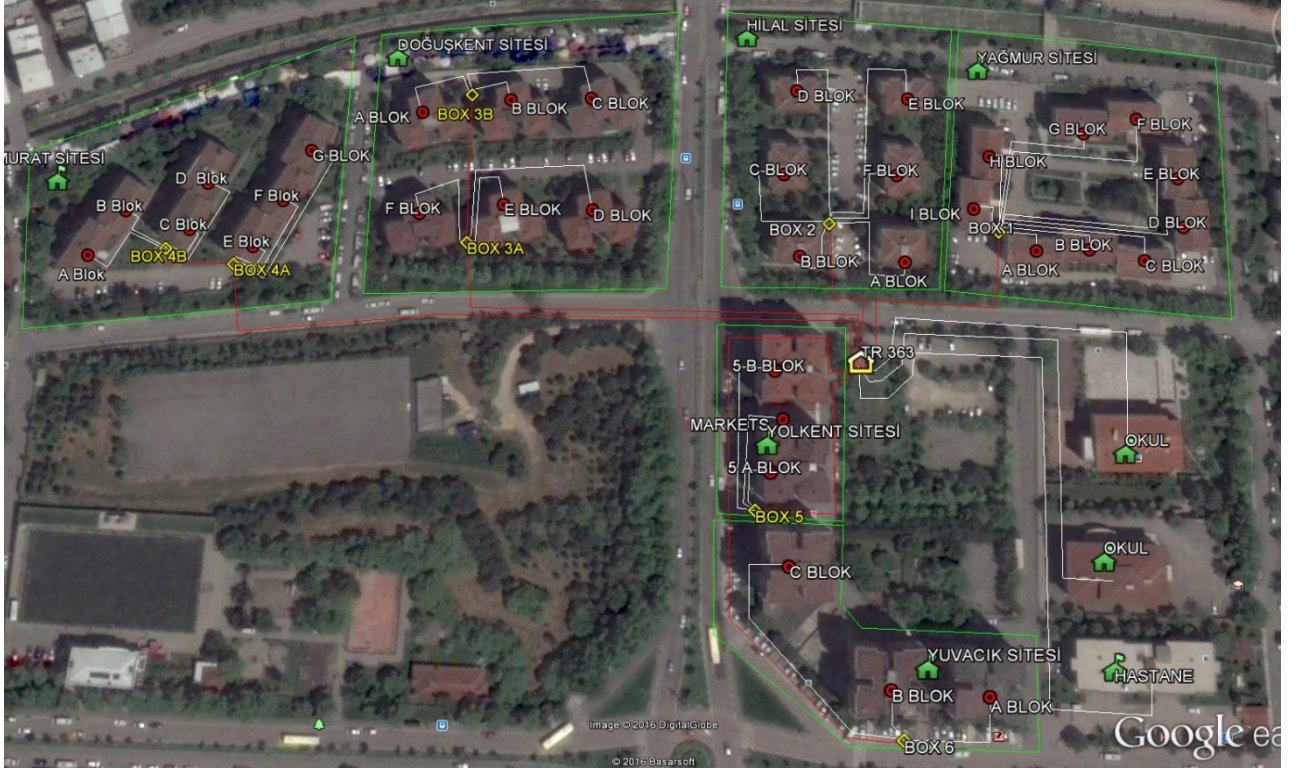
- G3-PLC (PLC; Landis + Gyr ve Sagemcom)
- PRIME (PLC; Sagemcom)
- BPL (Geniş bant PLC; Elster)

9.1.2.1 G3-PLC

UEDAŞ, G3-PLC sayaçları iki trafo merkezine kurmuştur: Sagemcom için TR363 ve Landis + Gyr için TR 403. Her ikisi de altyapı anlamında iyi durumdadır. Bu yaklaşım, sayaçların performanslarının ayrı ayrı değerlendirilmesini mümkün kılmak amacıyla ve aynı zamanda aynı teknolojinin iki farklı üretici arasındaki farkları görebilmek için göreceli olarak iyi bir ortamda test yapılmasını öngörmüştür. Her iki trafo merkezi de kentsel alanda bulunmakta olup yeni ve sağlıklı bir altyapıya sahiptir.



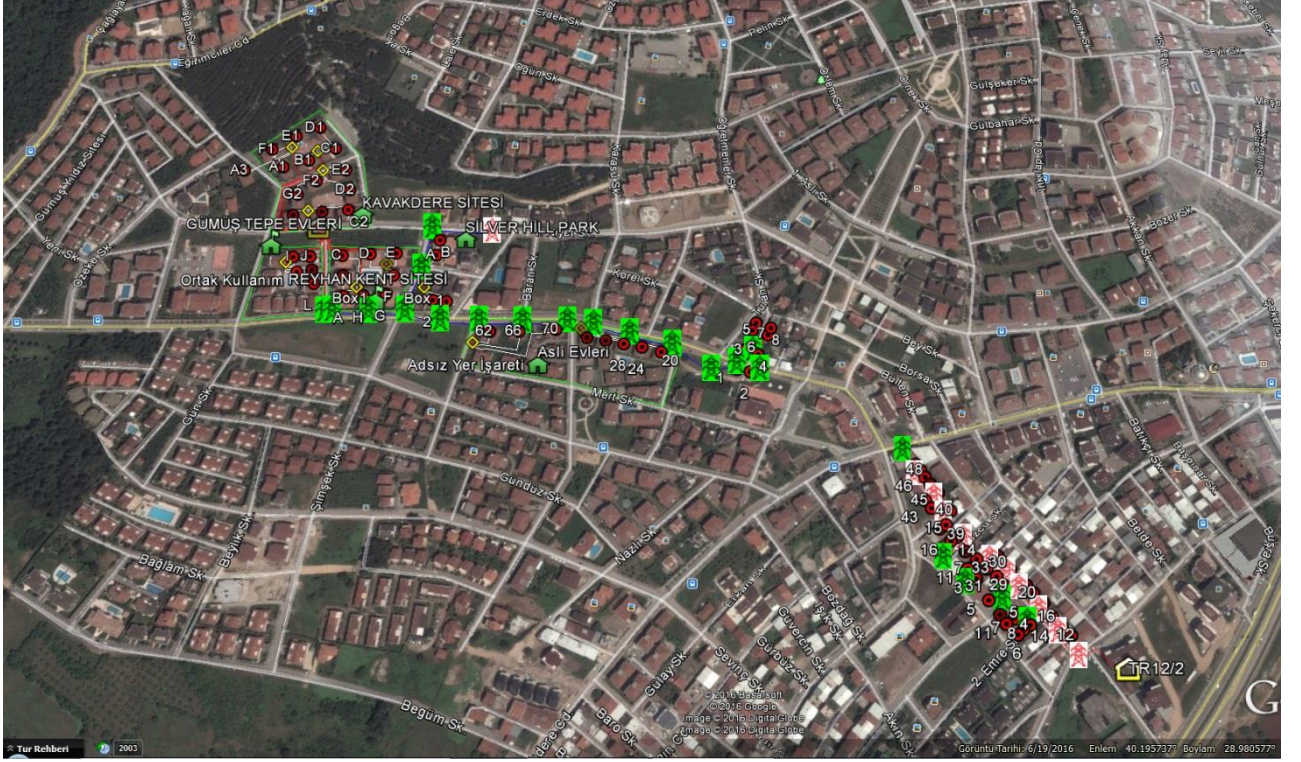
Şekil 15: UEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası (Landis + Gyr)



Şekil 16: UEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası (Sagemcom)

9.1.2.2 PRIME

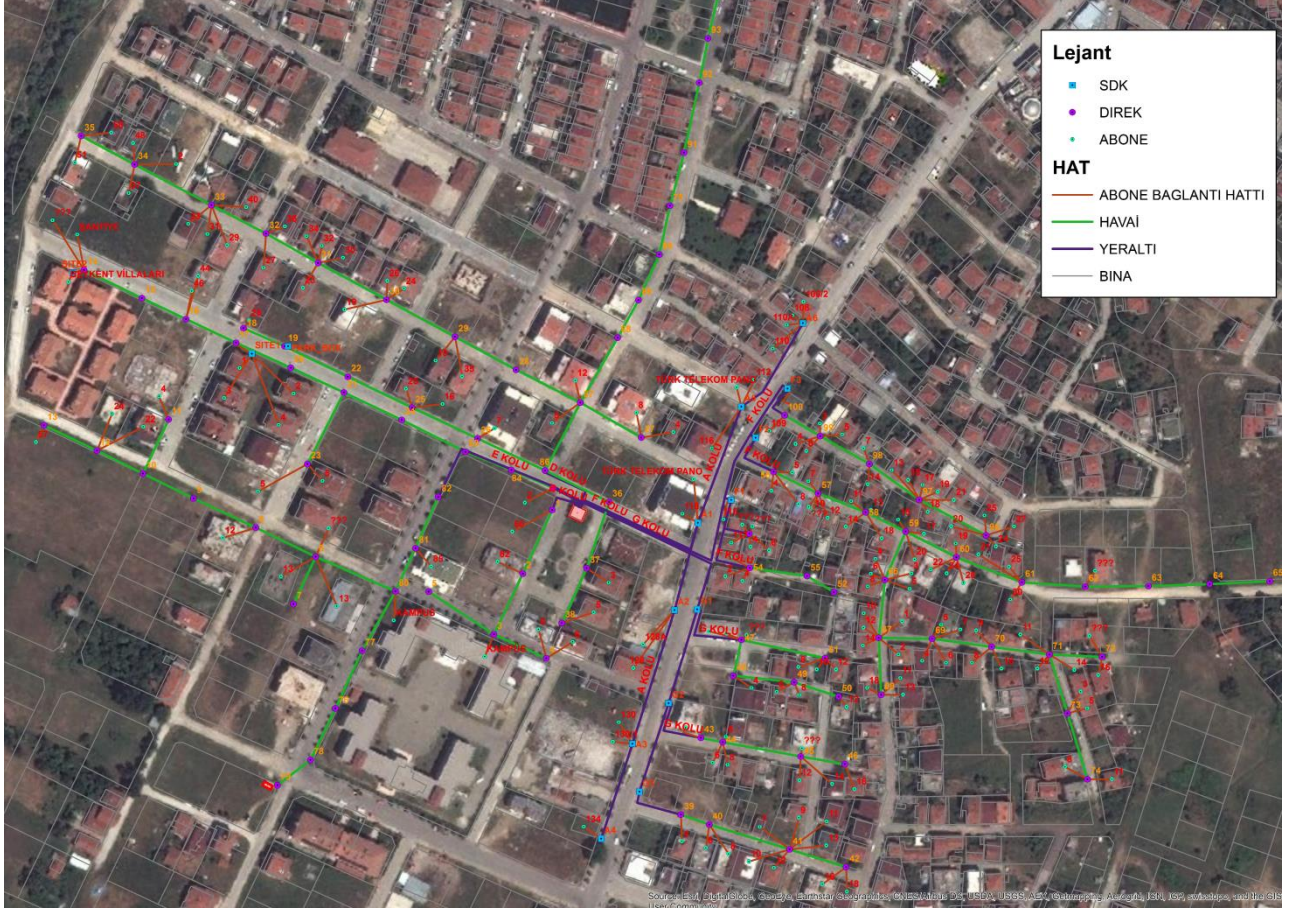
UEDAŞ, PRIME testleri için Nilüfer TR 12-2,10 seçimini yapmıştır. Ortam kentsel yerleşimdir ve altyapı göreceli olarak eski olmakla birlikte iyi durumdadır.



Şekil 17: UEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası

9.1.2.3 BPL

UEDAŞ, BPL sayaçlarını TR1-6 aralığına kurmuştur. Burası kentsel yerleşim alanı olup toplamda bu trafo merkezinden beslenen 705 abone bulunmaktadır. Bunların çoğunluğu (685/705) meskendir. Altyapı yeteri kadar yenidir ve iyi durumdadır.



Şekil 18: UEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası

9.1.2.4 IDIS – 1. Faz

TR263 trafo merkezi hafif ticari bir bölgede yer almaktadır. Genellikle garajlar ve atölyeler gibi hafif ticari aboneleri beslemektedir. Ayrıca, şebekede mesken aboneleri de bulunmaktadır. İstasyondan 5 fider çıkmaktadır.

Saha ziyareti esnasında şebekenin iyi bir durumda olmadığı anlaşılmıştır. İletkenler üstünde çok fazla hızlı ve özensiz onarımın ve çok fazla ek noktasının bulunduğu gözlenmiştir. Ticari

aboneler devrelere ciddi bir biçimde yük olmaktadır ve özellikle bayramlarda ve tatillerde (ticari abonelerin kapalı olduğu günler) başarı oranı artmaktadır.



Şekil 19: UEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası

9.1.3 Akdeniz EDAŞ

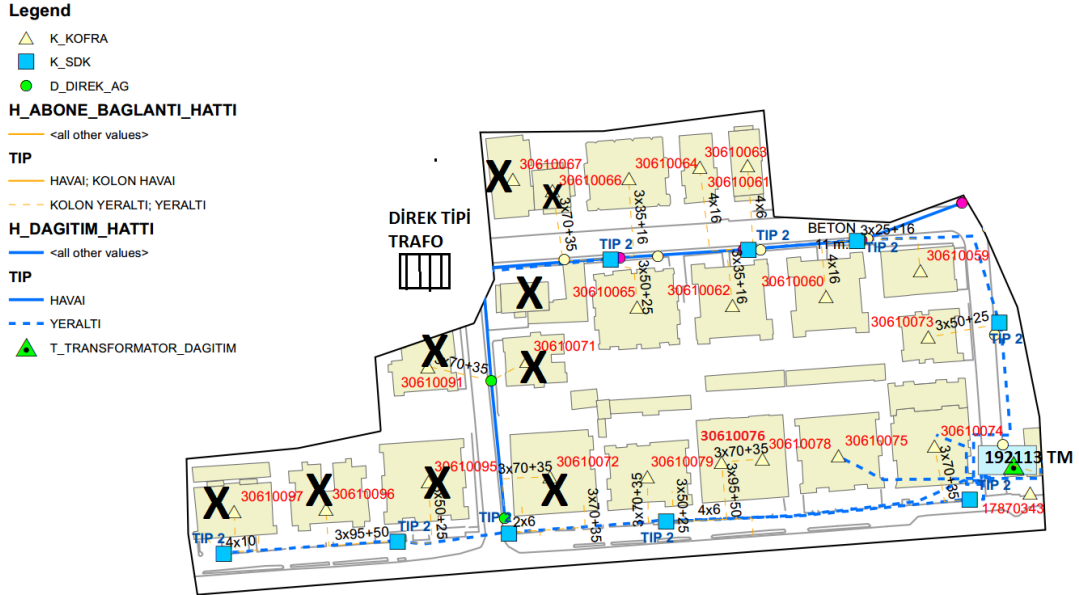
Akdeniz EDAŞ, birinci fazda kurulumu gerçekleştirilen Iskraemeco ve Landis + Gyr sayaçlarına ek olarak aşağıdaki teknolojileri test etmeye karar vermiştir:

- G3-PLC (PLC; Landis + Gyr ve Sagemcom)
- PRIME (PLC; Sagemcom)
- BPL (Geniş bant PLC; Elster)
- DCSK (PLC; Luna)

- RF (RF; Luna ve Kamstrup)
- Hibrit (PLC+RF; Luna)

9.1.3.1 G3-PLC

AEDAŞ, G3 testi için 192113 TM seçimini yapmıştır. Trafo merkezi tarafından beslenen 299 aktif sayaç bulunmaktadır ve bunların çoğunluğu (212/299) meskendir. Bölge, meşhur Konyaaltı Plajı'na yakın kentsel bir bölgedir. Altyapı çeşitlidir; hem yeni hem de eski kurulumlar mevcuttur.



Şekil 20: AEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası

(Devreye alım planlamasında kullanılmıştır)

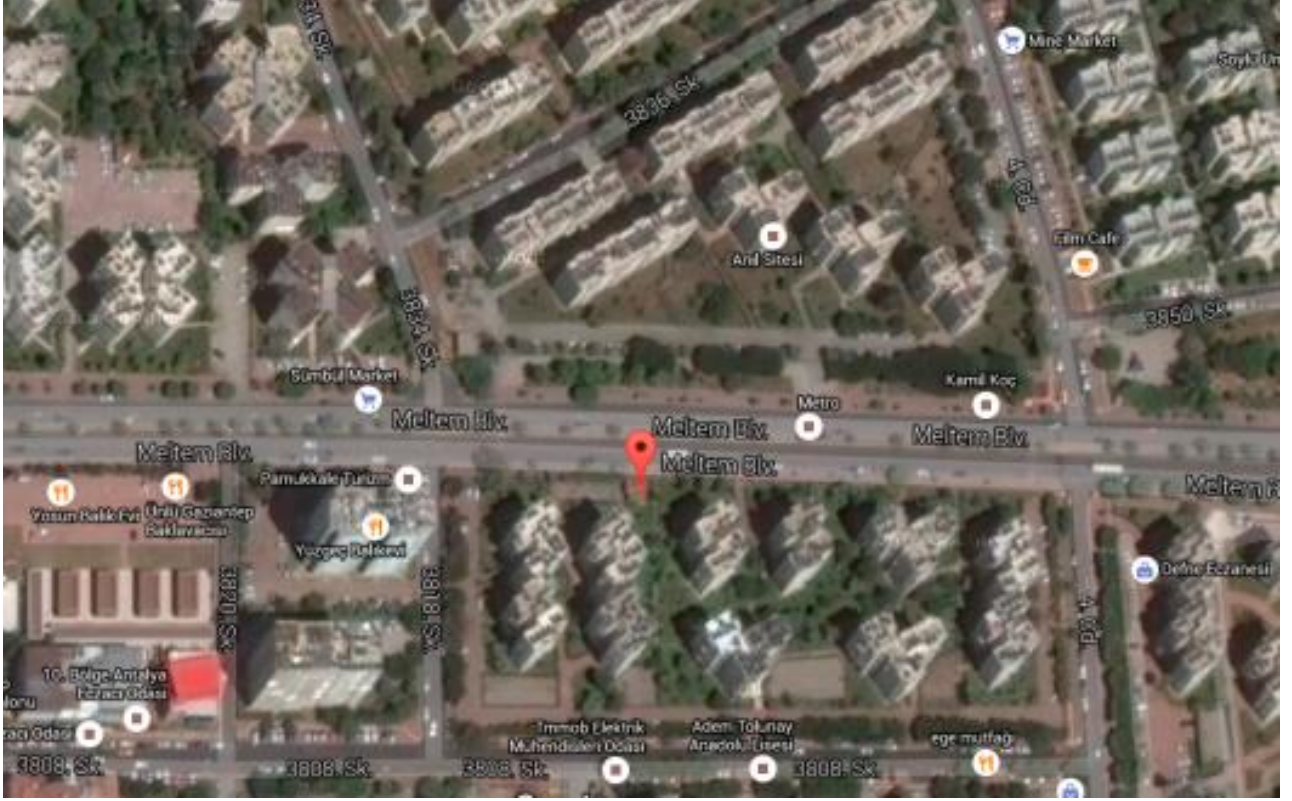
Tüm kurulumlar bittikten sonra AEDAŞ, tüm sayaçların aynı trafo merkezinden beslenmediğini aksine 3 farklı Trafo merkezinden beslendiğini fark etmiştir. Mevcut durum aşağıdaki şekilde gösterilmektedir:



Şekil 22: AEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası

9.1.3.3 BPL

AEDAŞ, BPL testleri için beslediği 193 aktif sayaçtan 184 tanesi mesken olan 192060TM Trafo merkezini seçmiştir. Altyapı yenidir ve iyi durumdadır. 4 aboneye elektrik gitmemektedir.



Şekil 23: AEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası

9.1.3.5 RF

AEDAŞ, sadece Kamstrup ve Luna firmalarının RF çözümlerini test etmiştir. Kamstrup RF için seçilen Trafo merkezi 132065DTM iken Luna RF için 541016DTM seçilmiştir.

132065DTM kırsal alanda yer almaktadır ve sahile ve oteller bölgesine yakın bir konumdadır. Trafo merkezi bazı pansiyonları, meskenleri, ufak otelleri ve kamp alanlarını beslemektedir. Aboneler dağınıktır.

541016DTM Trafo merkezi da kırsal alanda yer almaktadır ve çoğunlukla seraları ve kış bahçelerini beslemektedir.



Şekil 25: AEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası (Kamstrup)



Şekil 26: AEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası (Luna)

9.1.3.6 Hibrit

Hibrit teknolojisinin testi için 192455DTM seçilmiştir. Trafo merkezi kentsel yerleşim bölgesindedir.



Şekil 27: AEDAŞ Hybrid testi trafo merkezi haritası

9.1.3.7 IDIS 1. Faz

İstasyon (DM06 TR47), sahile çok yakın bir konumdaki Konyaaltı bölgesinde yer almaktadır. Yaklaşık olarak 600 metre uzunluğunda bir iletkene sahiptir ve çoğunlukla otelleri beslemektedir. Aşağıdaki resimde farklı renklerde gösterilen 5 fider bulunmaktadır. Uzun hatlar olması haricinde şebeke kalitesi göreceli olarak iyidir.



Şekil 28: AEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası

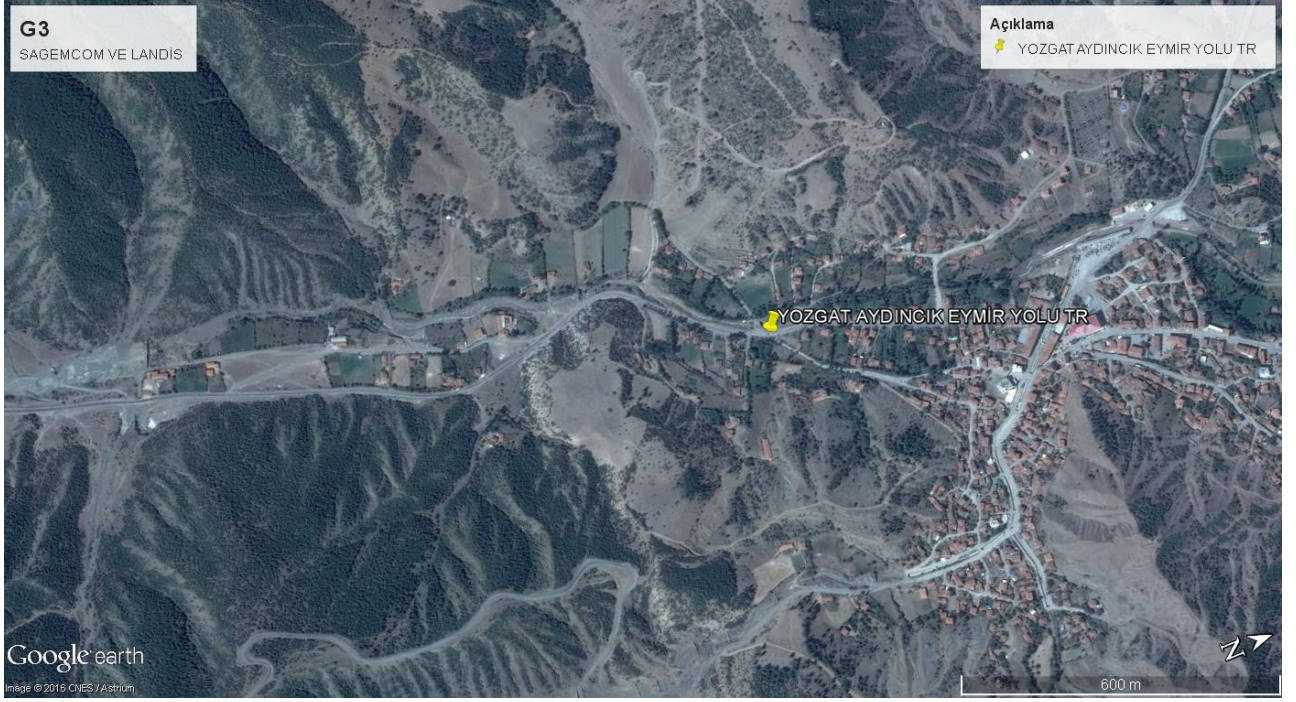
9.1.4 ÇEDAŞ

Pilot projenin ikinci aşamasında ÇEDAŞ aşağıdaki teknolojileri test etmeyi planlamıştır:

- G3-PLC (PLC; Landis + Gyr ve Sagemcom)
- PRIME (PLC; Sagemcom)
- BPL (Geniş bant PLC; Elster)
- RF (RF; Kamstrup, Luna ve Nar/Nik)
- Hibrit (Luna)

9.1.4.1 G3-PLC

ÇEDAŞ, G3-PLC testleri için “Yozgat Aydıncık Emir Yolu” Trafo merkezini seçmiştir. Burası kırsal bir bölgedir. Aydıncık köyünü besleyen 3 adet trafo merkezi bulunmaktadır. Bunlardan bir tanesi G3-PLC’nin test edilmesi için seçilmiş ve köyün güney kısmını beslemektedir. Abone yoğunluğu düşüktür ve hatlar (kablolar) uzundur.



Şekil 29: ÇEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası

9.1.4.2 PRIME

PRIME testleri için ÇEDAŞ Aydıncık'ta bulunan 2. trafo merkezini kullanmaya karar vermiştir (Öğretmenevi). Bu Trafo merkezi, köyün kuzey tarafını beslemektedir. G3-PLC Trafo merkezi ile aynı koşullara sahiptir fakat abone yoğunluğu biraz daha fazladır.



Şekil 30: ÇEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası

9.1.4.3 BPL

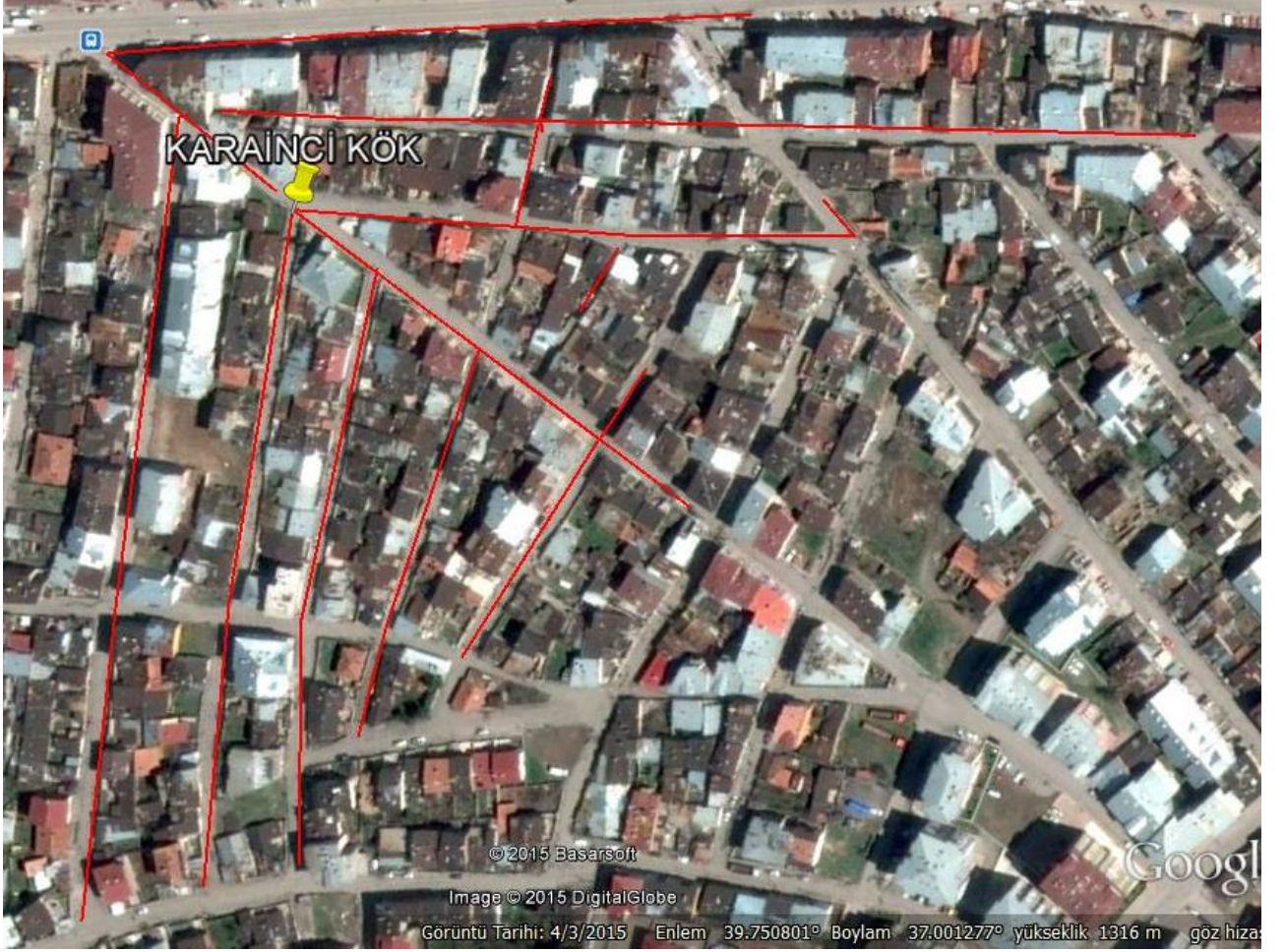
BPL testi için kırsal alanda yer alan bir trafo merkezi seçilmiştir fakat ortam biraz daha farklıdır. Bir transformör iki bina bloğunu beslemektedir ve altyapı çok iyi durumdadır.



Şekil 31: ÇEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritas

9.1.4.4 RF

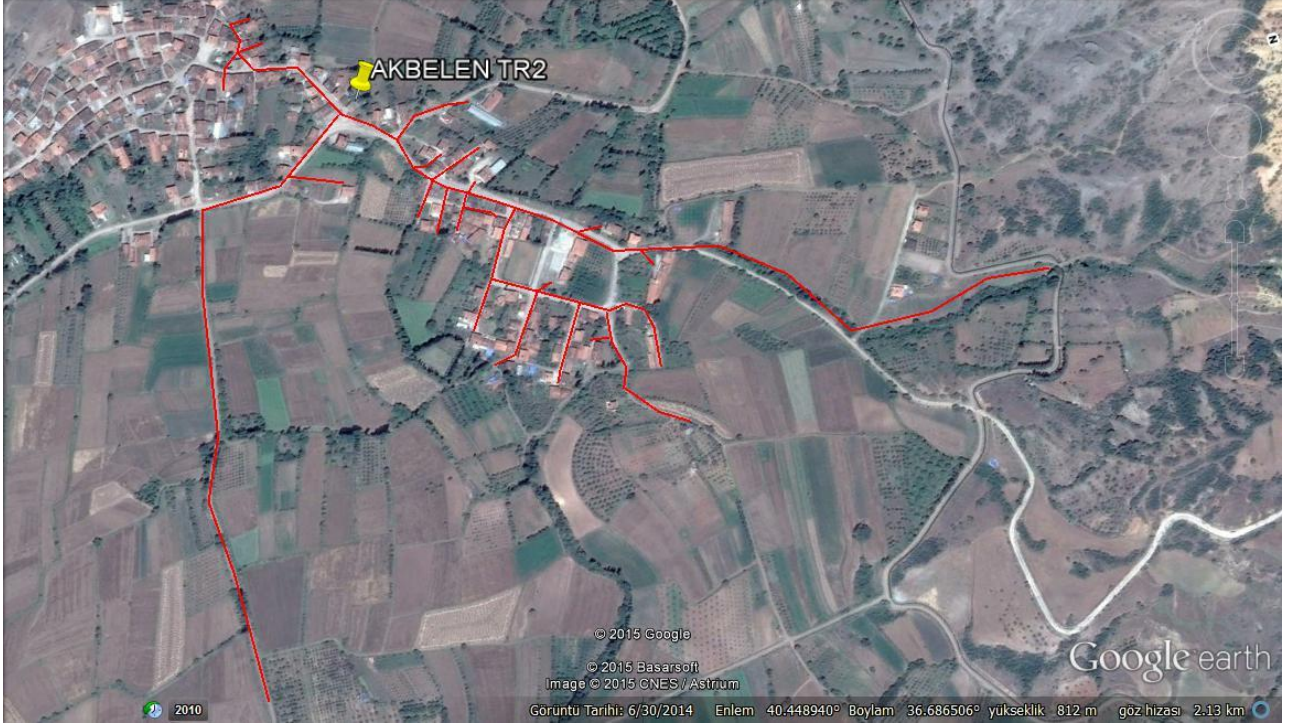
RF kategorisinde ÇEDAŞ, Kamstrup, Luna ve Nar/Nik ekipmanlarını test etmiştir. Bu testler için Karainci Kok trafo merkezi seçilmiştir. Bu trafo merkezi kentsel yerleşim bölgesindedir. 138 Kamstrup, 232 Nar/Nik ve 94 Luna RF sayacının kurulumu gerçekleştirilmiştir.



Şekil 32: ÇEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası (Kamstrup - Nar/Nik - Luna)

9.1.4.5 Hibrit

Akbelen TR2 trafo merkezi, kırsal bir yerleşimde, Tokat şehrinin Akbelen köyünde yer almaktadır. Oldukça uzun kablolar kullanılmaktadır. Genel altyapı kalitesi düşüktür.



Şekil 33: ÇEDAŞ Hibrit testi trafo merkezi haritası

9.1.4.6 IDIS – 1. Faz

ÇEDAŞ ilk faz süresince iki kurulum gerçekleştirmiştir. Bunlardan bir tanesi köyde diğeri ise genellikle kerestecilerin bulunduğu organize sanayi bölgesinde gerçekleşmiştir.

Trafo merkezlerinden ilki Güneykoy TR1 olarak belirlenmiştir. Bu trafo merkezi, soğuk hava koşullarındaki kırsal Alana çok iyi bir örnek oluşturan bir köyün ufak bir kısmını beslemektedir. Herhangi bir yeraltı hattı yoktur. Bütün yüksek hatlar ise kullanımdadır. 4 besleyici ve birkaç alt dal bulunmaktadır. Landis + Gyr firmasından 45 monofaze, 3 trifaze, Iskraemeco firmasından 45 monofaze ve 2 trifaze sayaç kurulumu gerçekleştirilmiştir. Kurulumu gerçekleştirilen toplam sayaç sayısı 95'tir.



Şekil 34: ÇEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası (1/2)

Diğeri bir Trafo merkezi ise Keresteciler DM11-TR1 istasyonudur. Bu ufak kurulum, pilot projeden önce gerçekleştirilmiş fakat projedeki toplam sayaç sayısının artması amacıyla buradan elde edilen verilen pilot proje kapsamında da değerlendirilmiştir.

Bu trafo merkezi çoğunlukla kereste, ahşap, odun, tıraz ve barınak üretimi gerçekleştiren hafif ticari tesisleri beslemektedir. Hepsi Landis + Gyr sayaçları kullanılmaktadır. Trafo merkezinden çıkan 2 adet besleyici ve sonrasında bunların dalları bulunmaktadır. Bu trafo

merkezinden beslenen abonelere toplam 24 trifaze ve 4 monofaze sayaç kurulumu gerçekleştirilmiştir.

Bir dal, takriben 1100 metre uzunluğundadır ve iletişim kalitesini etkileyebilecek çok fazla eklem noktası bulunmaktadır. Saha ziyareti esnasında, kritik sayaç kurulumlarının ve sinyal güç arttırmalarının öncesinde ve sonrasında bazı ölçümler gerçekleştirilmiş ve sayaçların aynı zamanda bir repeater görevi gördüğünü doğrulayacak veriler, yani iletim kalitesinde artış gözlenmiştir.



Şekil 35: ÇEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası (2/2)

9.2 Kurulum sürecinin tanımı

Beklenmedik teslimat gecikmeleri, saha ekibinin daha kalabalık ve kısıtlı bir zaman aralığına sıkışmasına sebep olmuş ve planlanandan daha az ekip kullanılabilmiştir. Bu durum, teslimat sebebiyle yaşanan gecikmelere ek olarak başka gecikmelere de sebep olmuştur.

Aşağıdaki tablo, farklı üreticiler tarafından sunulan farklı teknolojilerin teslimat tarihlerini, teslimatlar ile ilgili notları ve verilen eğitimlerin periyotlarını ve planlarını göstermektedir:

Tekn.	Tedarikçi	Teslim Tarihi	Not	Eğitim 1	Gün	Eğitim 2	Gün
G3	Landis	31.03.2016	DC cihazları 10.06.2016 tarihine kadar teslim edilemeyecek. Son DC UEDAŞ'a teslim edildi.	07.01.2016	2	24.05.2016	2
	Sagemcom	21.03.2016	DC cihazları eksik, sayaç konfig. sapmalar mevcut, yanlış kesir ayarları. Son DC cihazı 24.05.2016 tarihinde AEDAŞ'a kuruldu.	14.12.2015	2		
PRIME	Sagemcom	29.06.2016	DC cihazları üstündeki GSM modülleri eksik, sayaç konfig. sapmalar mevcut, yanlış kesir ayarları.				
BPL	Elster	03.02.2016	DC cihazları eksik. Son DC cihazı 08.05.2016 tarihinde	18.12.2015	1	18.05.2016	1

BEDAŞ için kuruldu.						
DCSK	Luna	20.02.2016		24.12.2015	2	
	Nar	22.03.2016		21.12.2015	1	03.03.2016 1
RF	Nar	22.03.2016		21.12.2015	1	03.03.2016 1
	Luna	20.02.2016	Anten bağlantılarında hat voltajı mevcut. Sayaçlar dahili antenli sürümleriyle değiştirildi.	24.12.2015	2	
	Kamstrup	31.12.2015		10.12.2015	1	
Hybrid	Luna	20.02.2016	Anten bağlantılarında hat voltajı mevcut. Sayaçlar dahili antenli sürümleriyle değiştirildi.	24.12.2015	2	
S-FSK	Iskraemeco	11.06.2015		24.06.2015	3	11.01.2016 1
	Landis	29.05.2015	Sayaçlar IDIS uyumlu değil			

Tablo 7: Teslimat süreleri ve eğitimler

Sayaçların teslimatından önce tedarikçiler ile bazı görüşmeler ve bilgi amaçlı toplantılar yapıldı. Bu etkinliklerin amacı, kurulumu gerçekleştiren personele sayaçların önemli noktaları ve kurulumu kolaylaştıracak noktalar ile ilgili bilgi vermektir. Eğitimlerde tedarikçilerden teklif ettikleri teknolojiler ile ilgili detaylı bilgiler, teklif edilen ekipmanın şartnamesi ve HES/MDM sistemi kullanım detayları istendi.

Aşağıdaki tablo, ikinci faz için saklanan 6.794 sayacın ve projenin birinci fazında kurulumu gerçekleştirilen 1206 sayacın kırılımlarını içermektedir. Satın alınan toplam sayaç miktarı 8000 adettir. Gerçekleştirilen kurulumların detayları, ilerleyen bölümlerde yer almaktadır.

Tekn.	Vendor	TOTAL			BEDAŞ			UEDAŞ			AEDAŞ			ÇEDAŞ		
		1P	3P	DC	1P	3P	DC	1P	3P	DC	1P	3P	DC	1P	3P	DC
S-FSK	Landis + Gyr	470	148	5	185	33	1	175	25	1	55	63	1	55	27	2
	Iskraemeco	465	123	4	185	33	1	175	25	1	55	63	1	50	2	1
	ARA TOPLAM	935	271		370	66		350	50		110	126		105	29	
		1.206			436			400			236			134		
BPL	Elster	1.029	384	6	570	150	3	282	30	1	177	9	1	0	195	1
G3	Landis + Gyr	261	100	4	120	80	1	56	6	1	47	12	1	38	2	1
	Sagemcom	1.044	402	6	480	320	3	225	24	1	187	50	1	152	8	1
PRIME	Sagemcom	1.334	244	4	700	200	1	281	30	1	188	9	1	165	5	1
HYBRID	Luna	203	5	2							38	0	1	165	5	1
RF	Luna	126	8	2							34	6	1	92	2	1
	NAR(NIK)	292	34	3	69	25	1							223	9	2
	Kamstrup	303	73	3	100	50	1				72	16	1	131	7	1
DCSK	Luna	368	234	3	228	122	2				140	112	1			
	NAR	228	122	2	228	122	2									
ARA TOPLAM		5.188	1.606		2.495	1.069		844	90		883	214		966	233	
		6.794		31	3.564		10	934		4	1.097		8	1.199		9
GENEL TOPLAM		6.123	1.877		2.865	1.135		1.19	140		993	340		1.07	262	
								4						1		
		8.000	31		4.000	10		1.334	4		1.333	8		1.333	9	

Tablo 8: Sayaç adetleri

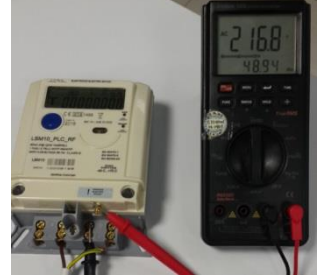
Bazı kısıtlamalar sebebiyle (iptal edilen abonelik sözleşmeleri, tarihi geçmiş GIS verileri vb.) sayaçların hepsinin kurulumu gerçekleştirilememiştir.

BEDAŞ kanadında birinci fazdan 159 sayaç ve ikinci fazdan 18 sayacın kurulumu gerçekleştirilememiştir. UEDAŞ kanadında ise ikinci fazdan 25 sayacın kurulumu yapılamamış fakat daha önce satın alımı gerçekleştirilen 202 sayaç başarıyla kurulmuştur. AEDAŞ ikinci fazda 107 sayacın kurulumunu gerçekleştirilememiş fakat kurulumu gerçekleşen 69 mevcut sayaç, proje kapsamını genişletmesi adına verilere dahil edilmiştir. Son olarak ÇEDAŞ 6 sayaç eksik kurmuştur.

9.2.1 Kurulum sürecinde karşılaşılan sorunlar

9.2.1.1 RF

Sorunların en ciddilerinden birisi Luna RF (RF ve Hibrit) kullanımlı sayaçlarda ortaya çıkmıştır. 220V AC hat voltajı, anten terminalinde de gözlenmiş ve bu durum ciddi bir tehlike unsuru teşkil etmektedir. Bu durum tespit edildikten sonra bu sayaçların kurulumu hemen durdurulmuş ve kurulumu yapılmış olan sayaçların harici antenleri çıkartılarak tedarikçiden istenen antenlerle değiştirilmiştir.



9.2.1.2 G3-PLC

Landis + Gyr tarafından 119 monofaze, 79 trifaze ve Sagemcom tarafından 478 monofaze ve 319 trifaze sayaç tedarik edilmiş ve kurulumları gerçekleştirilmiştir.

Sagemcom, G3-PLC sayaçlarını yanlış kurulum ile teslim etmiştir ve T3 tarifeleri eksiktir. Bu durum, manuel ve uzaktan rekonfigurasyon yoluyla giderilmiştir.

Söz konusu sayaçlardaki güvenlik ayarları uyumsuzluğu (Sagemcom sayaçları HLS-5 güvenlik ayarlarıyla ve Landis + Gyr ise sayaçları talep edildiği üzere LLS güvenlik ayarlarıyla göndermiştir) sebebiyle birlikte çalışabilirlikte olmuştur ve ilgili testler gerçekleştirilememiştir.

Landis + Gyr tarafından gönderilen G3-PLC veri yoğunlaştırıcıların teslimatı esnasında bazı aksaklıklar yaşanmıştır. Ayrıca, kurulum hemen gerçekleştirilememiştir ve bu sebeple elde edilen veri kısıtlıdır.

Başlangıçta Landis + Gyr firmasından 1 ve Sagemcom firmasından bir DC cihazının kurulumu gerçekleştirilmiştir. Aşağıda açıklanacak olan zayıflama ve trafodaki gürültü sebebiyle, Sagemcom tarafından tedarik edilen 2 DC cihazı daha kurulmuştur. Bu durum, 4 farklı PAN (Private Area Network) oluşumuna sebep olmuştur. Konuyla ilgili detaylı bilgiyi “Veri Değerlendirme” başlığında bulabilirsiniz.

9.2.1.3 PRIME

PRIME sayaçların teslimatı esnasında yaşanan bazı aksaklıklardan dolayı (sayaçlar proje bitiş tarihinden sadece birkaç gün önce teslim edilebilmiştir) PRIME sayaçları değerlendirmeye alınmamış ancak fayda/maliyet analizinde göz önünde bulundurulmuştur.

Sayaçların hazırlanması, cihaz tipinin onaylanması ve gümrük prosedürleri beklenenden uzun sürmüştür. Ayrıca, sayacın üstündeki ayarlar, ilan olunan şartnamedekinden farklıdır (Gösterge planı 5+3 veya 6+2 yerine 6+0 olarak gönderilmiştir ve cihazların dili Portekizce'dir.).

9.2.1.4 BPL

DC cihazının kurulumu çok karmaşıktır ve kalifiye ve eğitimli bir mühendis tarafından kurulması gerekmektedir.



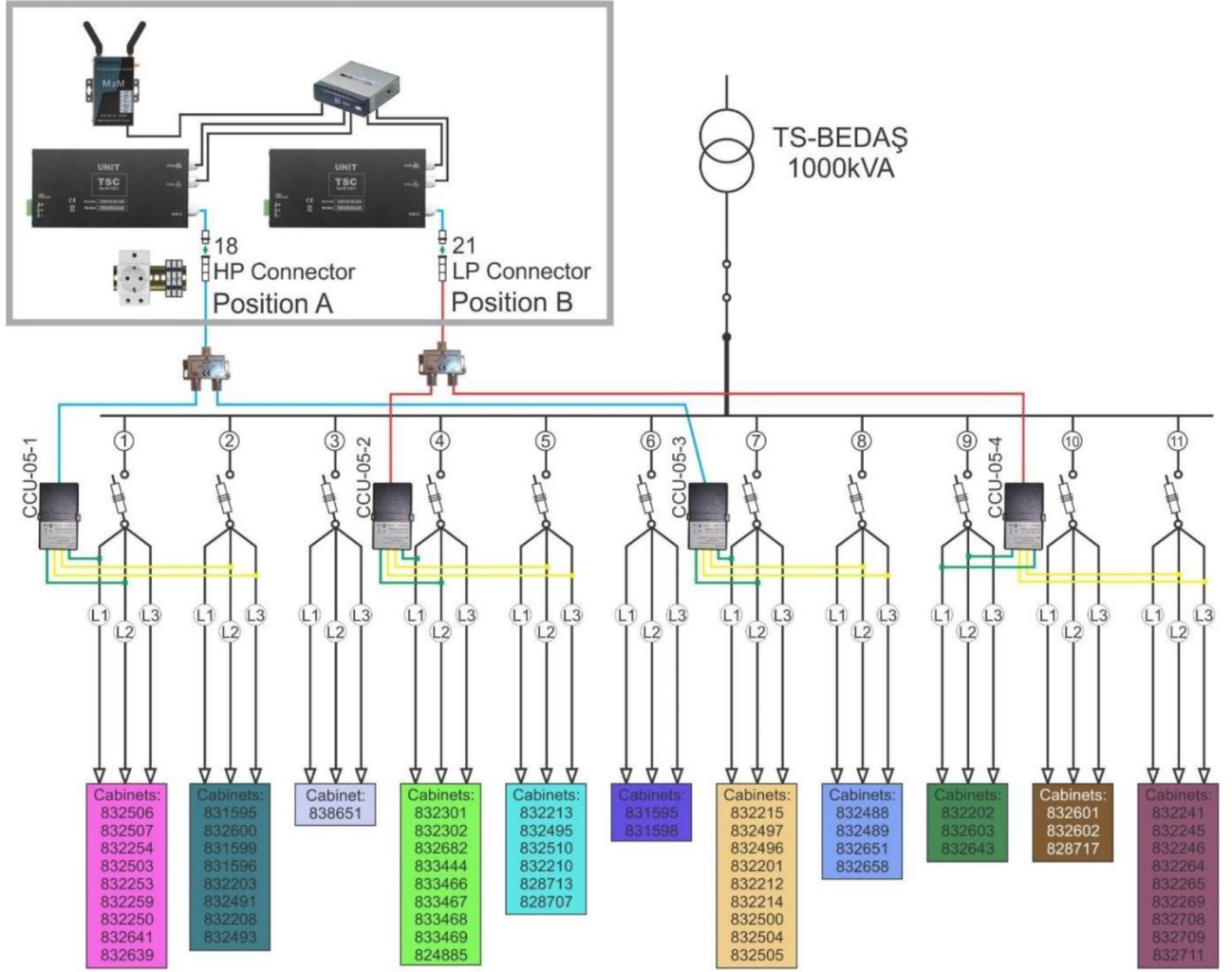
Sol tarafta Veri Toplama Paneli'nin bir resmi görülebilir. Bu panel, aşağıdaki gibi birçok cihazın bir araya gelmiş halidir: her biri azami 350 abone destekleyen iki adet Transformör İstasyon Yoğunlaştırıcısı (TSC), bir adet anahtar göbeği, bir GSM router. Ayrıca PLC sinyal enjeksiyonu da CCU'ya (Capacitive Coupling Units – Kapasitif Kuplaj Ünitesi) ihtiyaç duymaktadır.

Aşağıda, (Node) tarafından gönderilen ve Veri Toplama Ünitesi'nin detaylarını içeren diyagramı görülmektedir. (Ek B-

C)

Şekil 36: Elster BPL Veri Toplama Paneli

TS Cabinet
UMSTSC901007 - UMSTSC901009



Şekil 37: Elster BPL Veri Toplama Paneli Bağlantı Diyagramı

9.2.1.5 DCSK

Sadece BEDAŞ için Luna toplam 330 sayaç kurulumu gerçekleştirmiş fakat sayaçlarda ortaya çıkan bazı hatalar sebebiyle (Luna sayaçlarının hatalı üretim oranının biraz yüksek olduğunu söyleyebiliriz) 9 tanesi çıkartılmıştır. Bu hatalar arasında göstergede görülemeyen semboller ya da hiç çalışma belirtisinin olmaması sayılabilir.

10 VERİ DEĞERLENDİRME

Aşağıdaki bölümde sayaçlardan toplanan verilerden oluşan sonuçlar sunulmuştur. Sonuçlar teknolojilere göre biçimlendirilmiştir:

- Montaj yapılan sayaç sayısı
- Yazılıma Entegre edilen sayaç sayısı
- Yük profilinin % cinsinden alınan kısmı
- Aylık faturalandırmanın % cinsinden alınan kısmı
- Kayıtlı olan veri kalitesi

Bu veri değerlendirmesi için yapılan girdilerde farklı MDM/HES sistemleri tarafından oluşturulmuş raporlar kullanılmıştır. Bu raporlar tedarikçiler aracılığıyla oluşturularak dağıtım şirketlerine ulaştırılmıştır. Raporlar .xls formatında talep edilmiştir; ancak raporlar .pd, .txt, .csv gibi formatlarda da bulunmaktadır.

Aşağıdaki KPI'lar da değerlendirilmek üzere seçilmiştir ancak tedarikçilerden alınan verilerin yetersizliği ve bu konudaki zaman kısıtı sebebiyle bu değerlendirme gerçekleştirilememiştir.

- Entegre edilen/yerleştirilen veri yoğunlaştırıcıların sayısı
- Yeni kullanıcıların bağlanması için gereken süre
- Yazılım güncellemesi
- Kaçak elektrik kullanım olaylarının sayısı
- DC ve sayaç arasındaki iletişim kopukluklarının sayısı
- DC ve HES arasındaki iletişim kopukluklarının sayısı

Bazı durumlarda yük profilinin hesaplanması için beklenen LP değerlerini de aşağıdaki formülle hesaplamaktayız; $24 \times (60/15) = 96$ (sayaç başına günlük değer sayısı) ve $96 \times$ toplam sayaç sayısı.

10.1 OFDM PLC

Pilot proje kapsamının iki adet OFDM modülasyonlu PLC teknolojisinin kullanımı planlanmaktaydı. Bunlardan bir tanesi G3-PLC diğeri ise PRIME idi. Yukarıda bahsi geçen

bir takım teslimat sorunları sebebiyle PRIME'nin test edilmesi mümkün olmadı. Bu sebeple Landis + Gyr ve Sagemcom'dan alınan G3-PLC'ler test edilebildi. Ancak PRIME sayaçların montajı tamamlandı ve belirli bir süre izlendikten sonra, bu projenin haricinde ayrı olarak dağıtım şirketleri tarafından raporlanabilir. Böylece bu teknoloji hakkında da deneyim kazanılmış olur.

10.1.1 BEDAŞ

Bu trafo merkezi için trafo yoğunluğu yaklaşık %100 oranında ve bölge ziyaretlerinde %110'luk yoğunluğun görüldüğü dahi oluyor. Bu, aşağıdaki sebeplerden dolayı PLC iletişimini olumsuz yönde etkileyen bir durum:

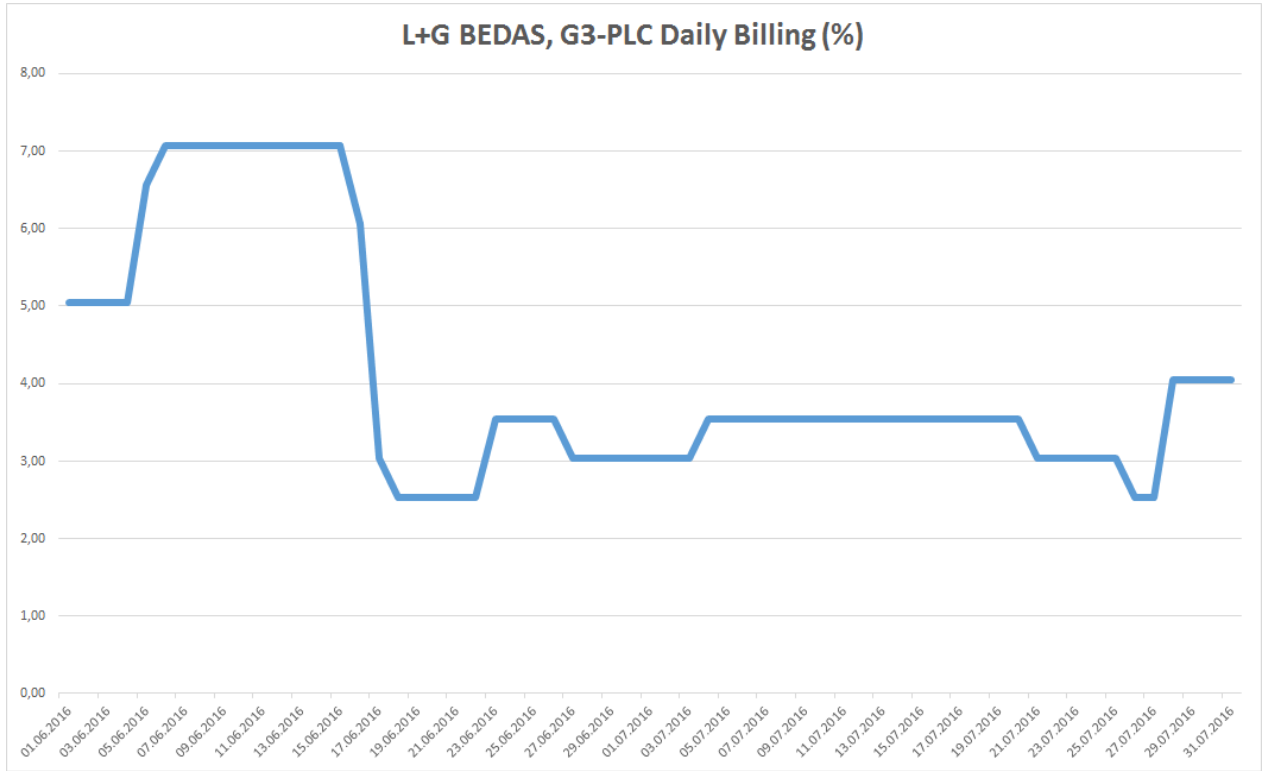
- Aşırı yüklenen trafolar yüksek frekanslar için düşük bir empedans değeri göstermekte ve bu durum da PLC sinyallerinin zayıflamasına yol açmakta.
- Ayrıca aşırı yüklenen trafolar kısmen CENELEC bandında oluşan bir gürültü üretmektedir ve bu durum da SNR(Sinyal/Gürültü Oranı) değerini etkilemektedir. Gürültü kaynağından, gürültünün ulaşmadığı noktalarda bulunan alıcılara doğru giden veri transferleri başarılı bir şekilde gerçekleşebilir çünkü enjekte edilen sinyal SNR değerinin iyi bir seviyede tutulması için yeterli yükseklikte. Ancak tam tersi istikamet söz konusu olduğunda PLC sinyali hedefine ulaşana kadar zayıflayacaktır ve hedefi de gürültülü bir alan olacaktır. Böyle bir durumda SNR değeri alıcı tarafında yeteri kadar yüksek olmayacaktır.

Bu negatif etkileri elimine etmek adına Sagemcom bir takım saha ziyaretlerinde bulundu ve ekte de görülebilecek olan detaylı bir rapor oluşturdu.

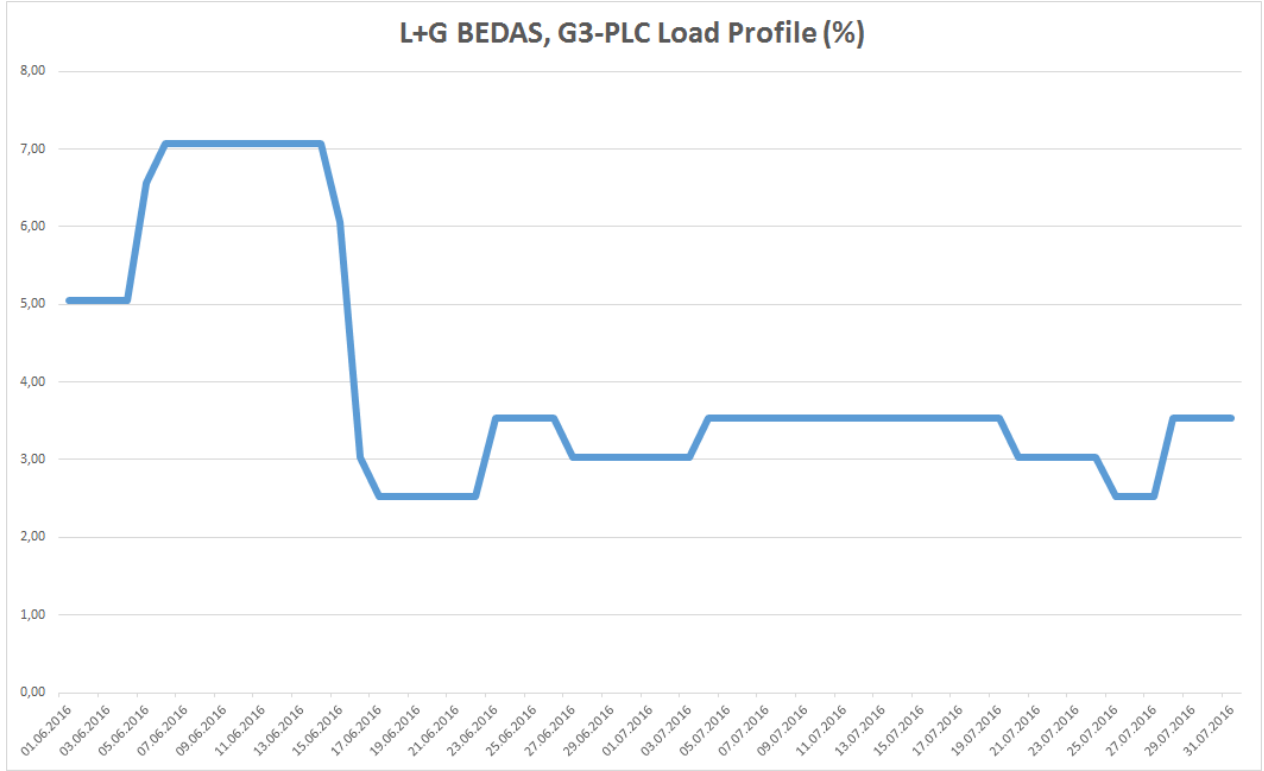
Başlangıçta da bahsedildiği üzere hem Landis + Gyr'den hem de Sagemcom'dan birer DC mevcuttu. Ancak daha sonra Sagemcom tarafından 2 adet daha DC yerleştirildi. Aşağıdaki tablolar bu bağlamda değerlendirilmelidir.

Landis + Gyr:

Sayaç miktarları fiyat oranlarına göre belirlenmiştir. Çünkü Landis + Gyr'den yalnızca 200 sayaç satın alınmış ve bu sayaçların 198 tanesi yerleştirilmiştir.



Şekil 38: G3 Landis & Gyr BEDAŞ Günlük Faturalandırma

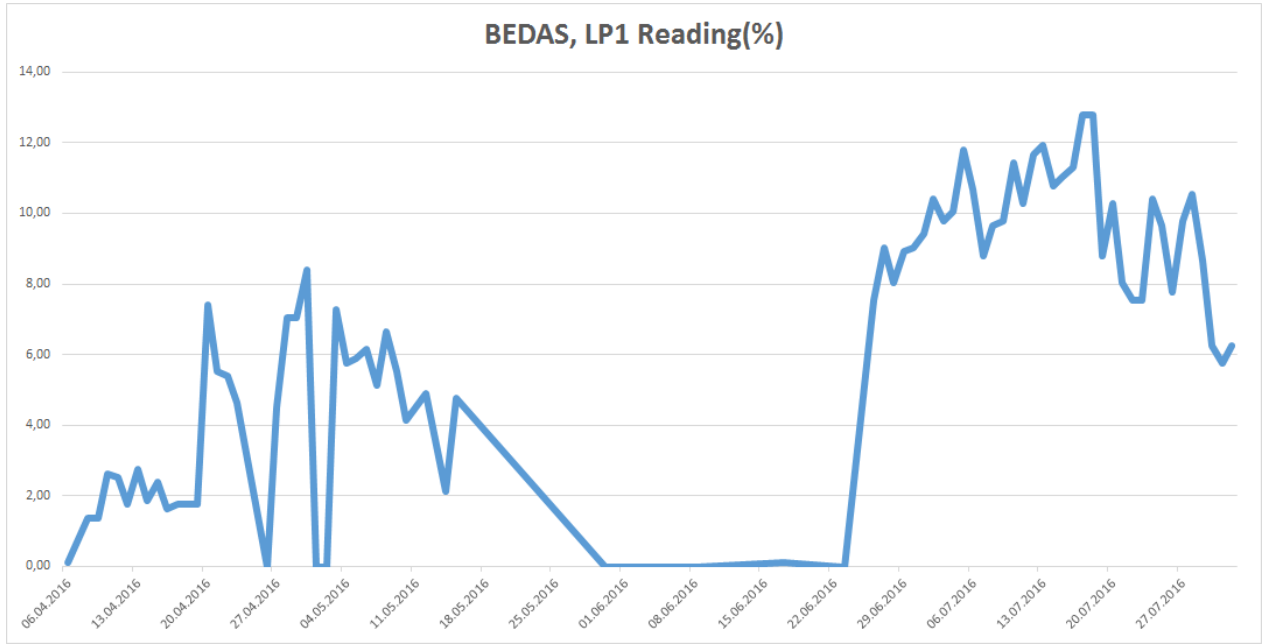


Şekil 39: G3 Landis & Gyr BEDAŞ Yük Profili

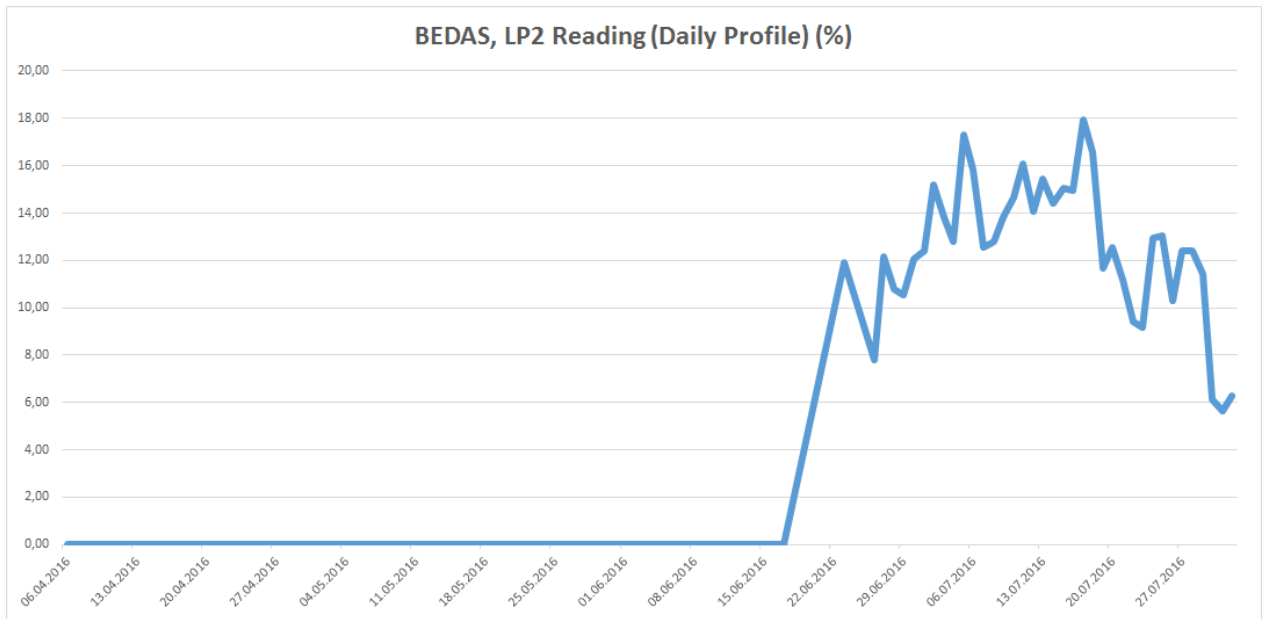
Sistem performansının geliştirilebilmesi için Sagemcom 2 adet daha DC'yi yerleştirdi (toplamda 3) ancak bu durum ağda çok ciddi bir trafiğin yaşanmasına yol açtı ve Landis + Gyr'nin very toplama performansında düşüğe sebep oldu. 28/07/2016 tarihinde düzgün çalışmadığı gerekçesiyle Sagemcom'a ait olan DC'lerden birisi söküldü. Gözlemlenen başka bir durum ise Landis ve Sagemcom sayaçların repeater/switch gibi görev görme özelliğinden yoksun olmasıdır, bu sebeple de iki cihaz PLC seviyesine birlikte çalışabilirliğesahip değildir. Landis & Gyr ayrıca "Değerlendirme Notları" başlıklı bir evrak sağladı, bu evrak da Ek 1'de bulunabilir.

Sagemcom:

Toplamda 800 sayaç satın alındı ve BEDAŞ bunların 797 tanesini yerleştirdi.



Şekil 40: G3 Sagemcom BEDAŞ Yük Profili 1



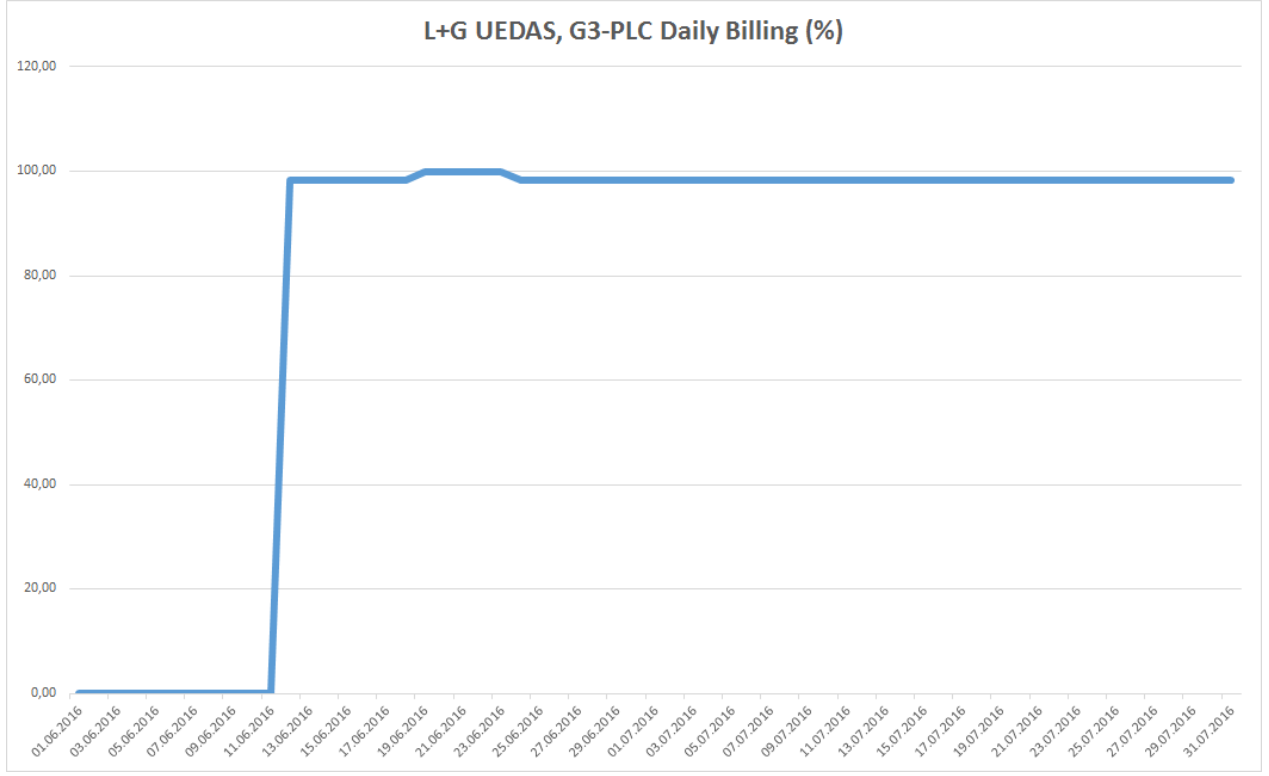
Şekil 41: G3 Sagemcom BEDAŞ Yük Profili 2

Sagemcom DC'si kontrolün Landis + Gyr'ye devredilmesi için 31/05/2016 tarihinde kapatıldı. Aynı DC 17/07/2016 tarihinde yeni bir konfigürasyon ile yeniden aktif edildi.

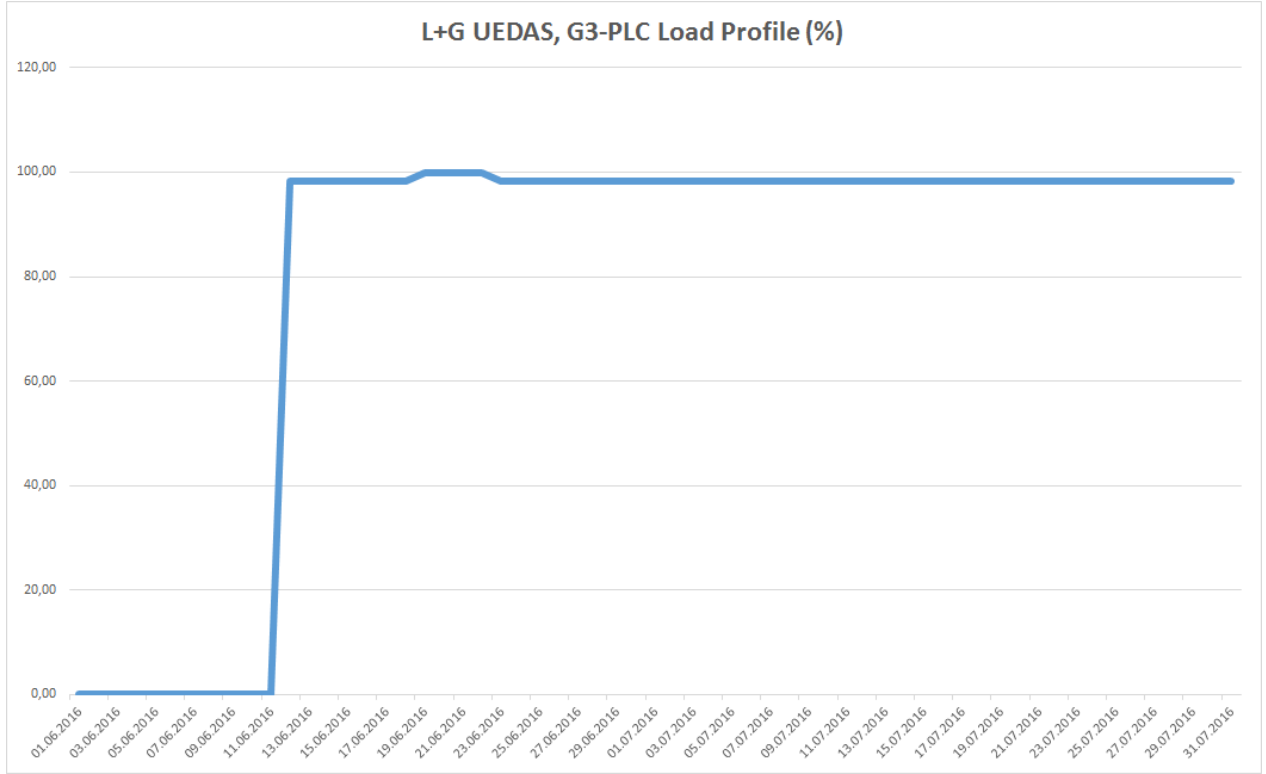
Sagemcom 3 farklı DNO(BEDAŞ, UEDAŞ, AEDAŞ) saha ziyaretinde bulundu ve Ek D'de görülebilecek olan raporu oluşturdu.

10.1.2 UEDAŞ

Landis + Gyr:



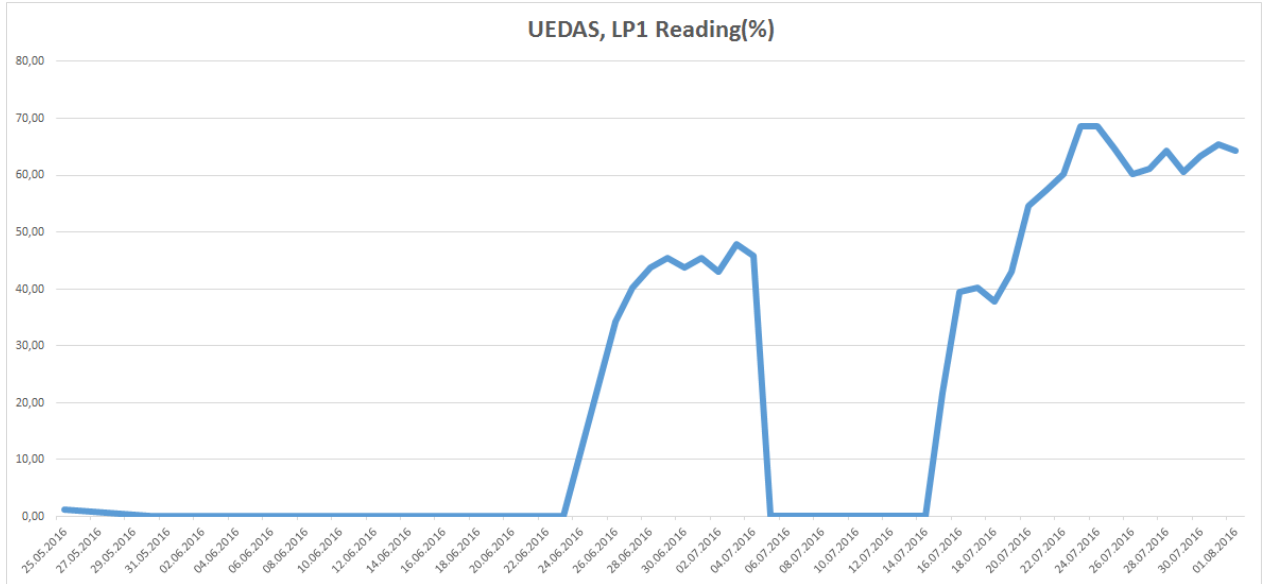
Şekil 42: G3 Landis & Gyr UEDAŞ Günlük Faturalandırma



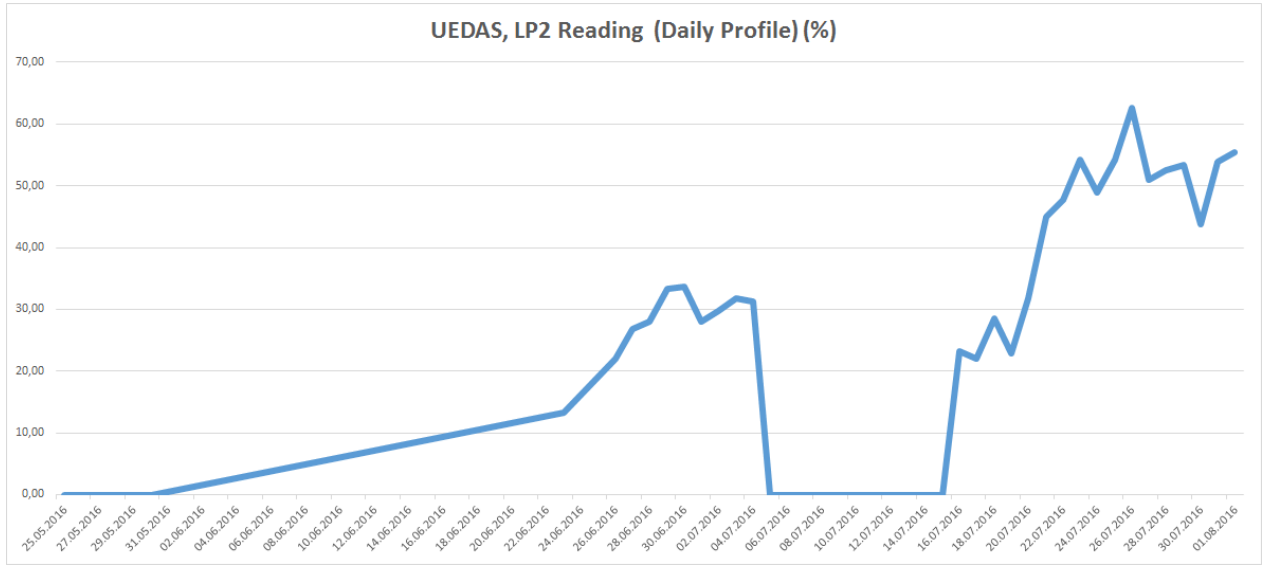
Şekil 43: G3 Landis & Gyr UEDAŞ Yük Profili 1

Bir sayacın ağ ile olan bağlantısı kesildi.

Sagemcom:



Şekil 44: G3 Sagemcom UEDAŞ Yük Profili

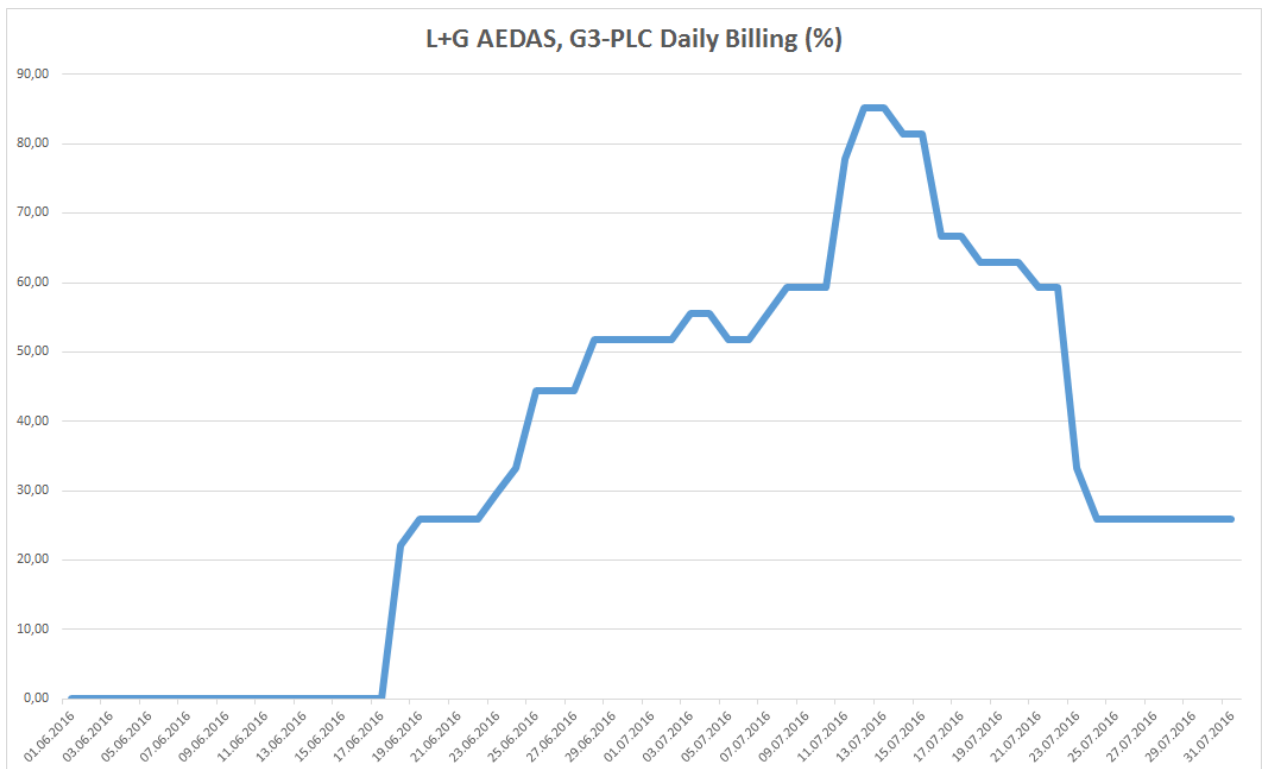


Şekil 45: G3 Sagemcom UEDAŞ Yük Profili2

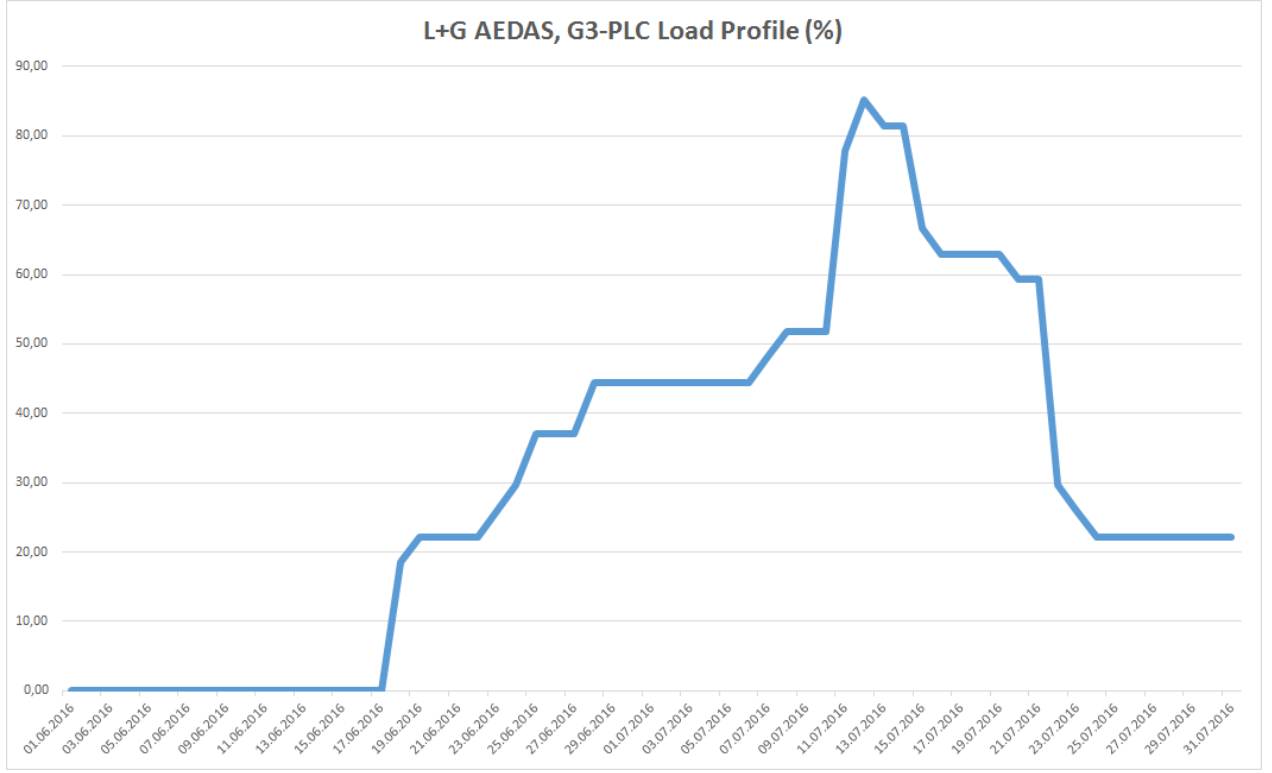
Sagemcom Box(kutu)-4'e bir repeater yerleştirdi ve bu hamle günlük profile ulaşılma başarı oranını arttırdı. Her ne kadar ek bir repeater'a ihtiyaç duyulsa da ek repeater alınamadı. 05/07/2016 ile 15/07/2016 tarihleri arasında DC aktif bir konumda değildi ve tamamen boş veriler almış gibi görünüyordu.

10.1.3 AEDAŞ

Landis + Gyr:



Şekil 46: G3 Landis & Gyr AEDAŞ Günlük Faturalandırma

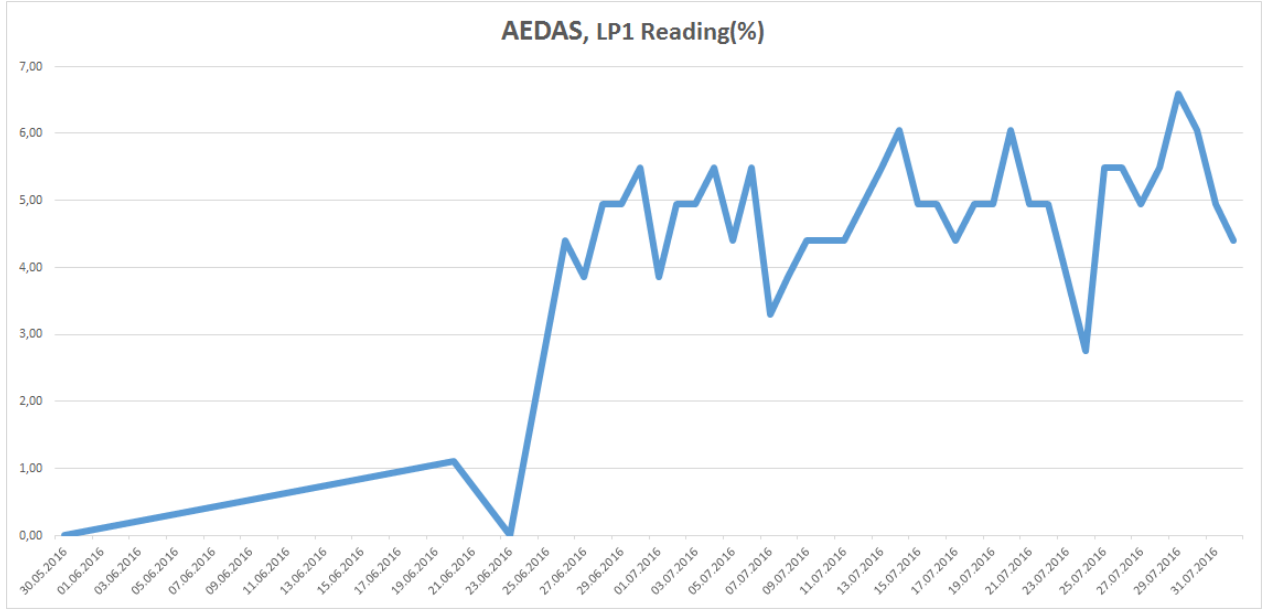


Şekil 47: G3 Landis & Gyr AEDAŞ Yük Profili 1

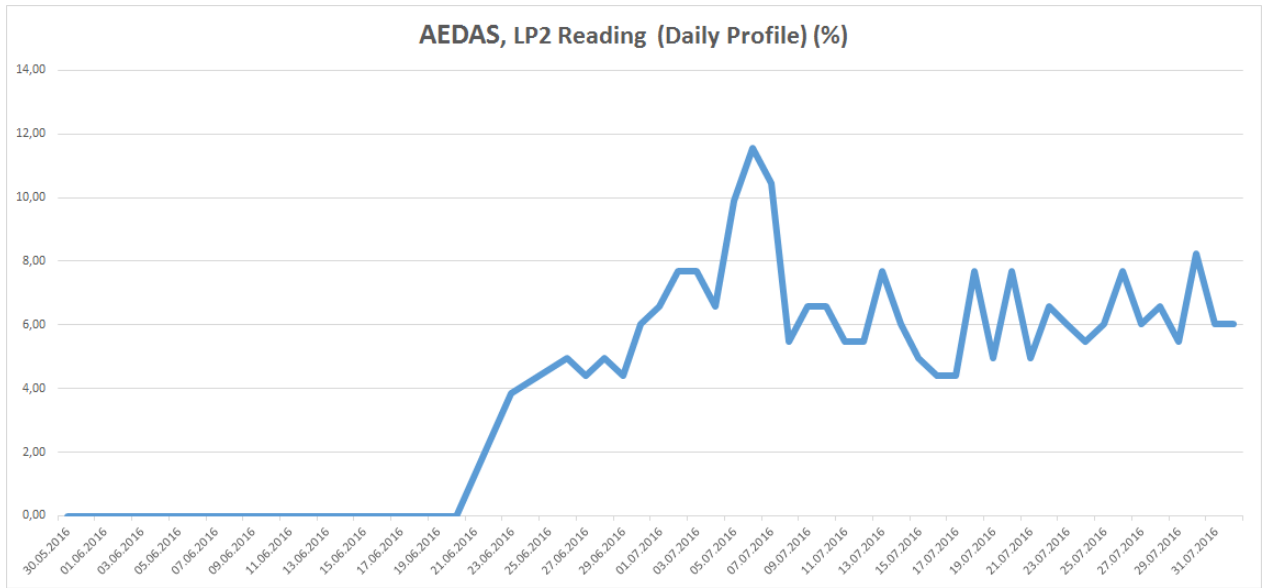
Trafo tarafından oluşturulan gürültü yüzünden, okuma başarısı düşük ve istikrarsızdı. Sayaçları G3 seviyesinde birlikte çalışabilir bir hale getirmek (bütün sayaçları repeater olarak kullanarak) ve DC'yi başka bir lokasyona aktarmak bu oranların yükselmesini sağlayacaktır.

Sagemcom:

Sagemcom sayaçlar yanlışlıkla 3 farklı ikincil merkezin bölgelerine yerleştirildi. 182 sayacın sadece 136 tanesi doğru ikincil merkeze yerleştirilmişti ve onlara dair oranlar bu şekilde hesaplandı.



Şekil 48: G3 Sagemcom AEDAŞ Yük Profili 1

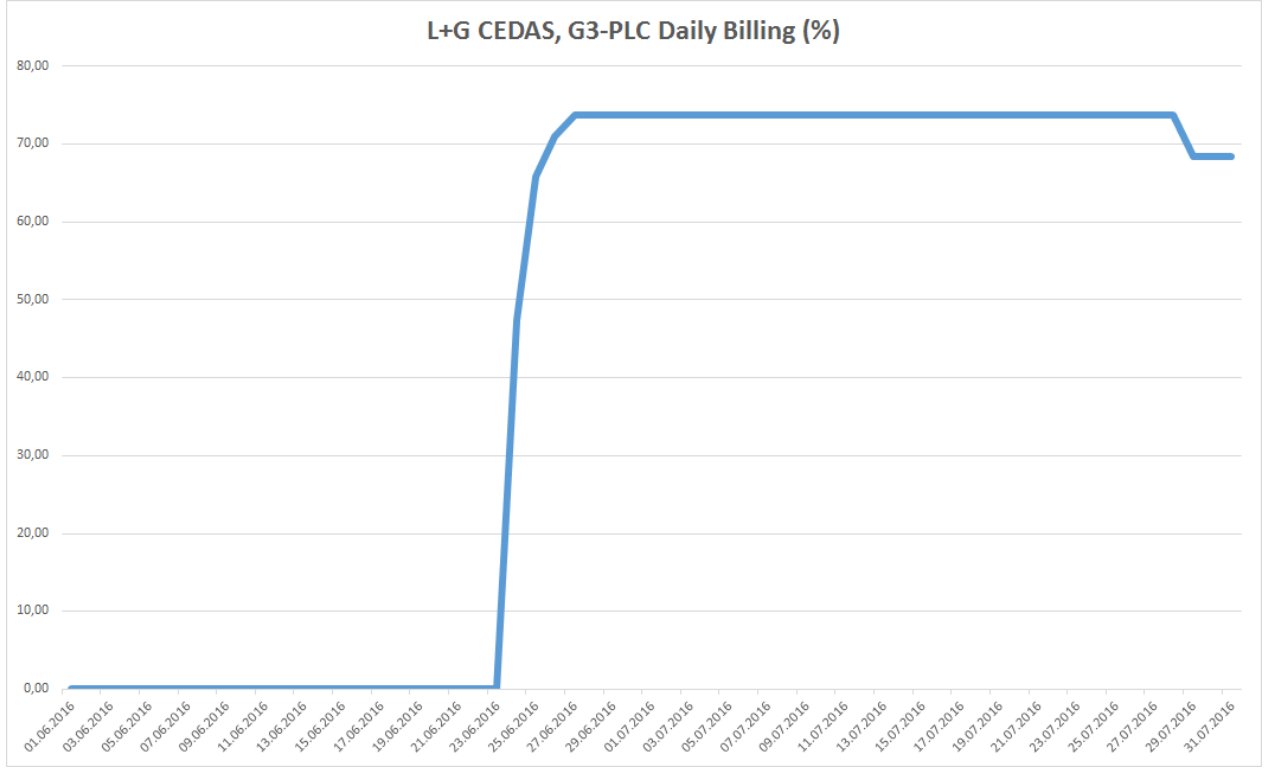


Şekil 49: G3 Sagemcom AEDAŞ Yük Profili 2

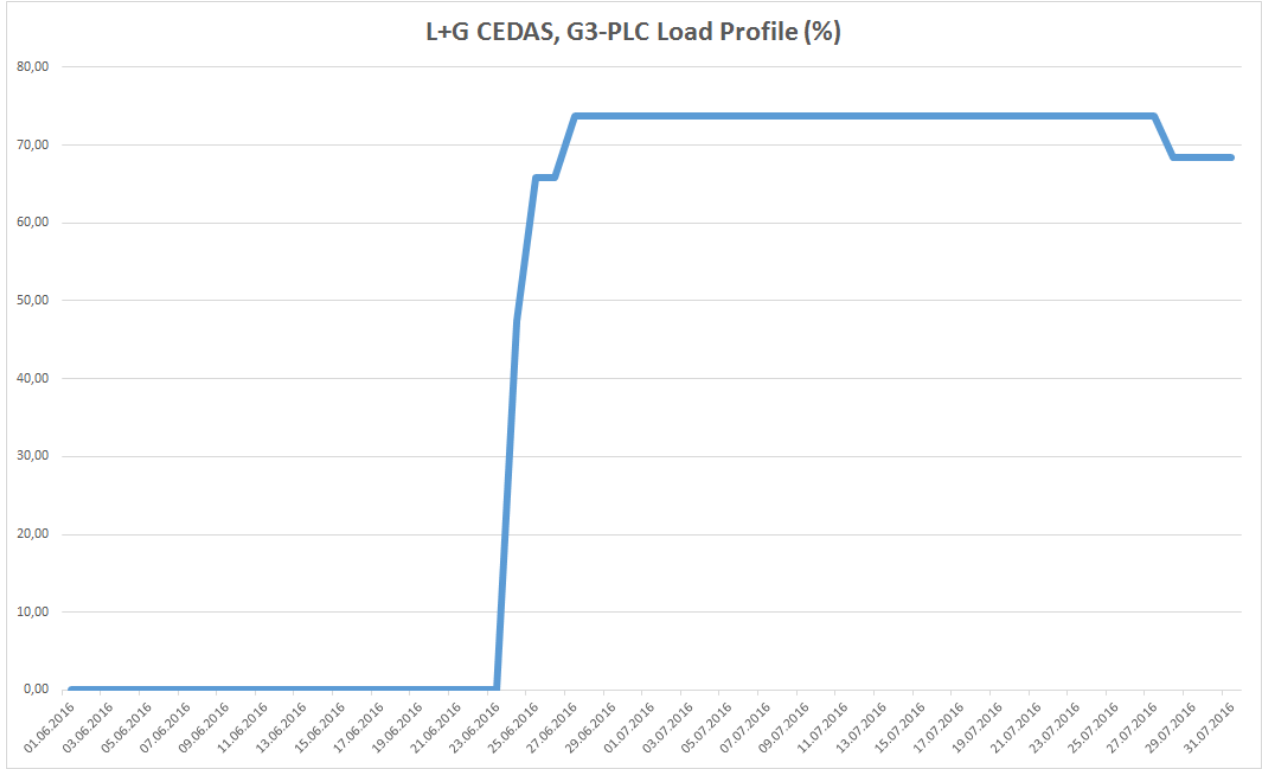
Zaman kısıtının bulunması sebebiyle Sagemcom tarafından detaylı bir analiz yapılamadı. Bunun yerine Sagemcom DC'nin lokasyonunu değiştirdi ve very toplanmasında gelişme gözlemlendi. Bu gelişme genel başarı oranını da arttırdı. DC'nin lokasyonunun değiştirilmesinin ardındaki fikir DC'yi trafonun çıkarttığı gürültüden kurtarmaktı.

10.1.4 ÇEDAŞ

Landis + Gyr:



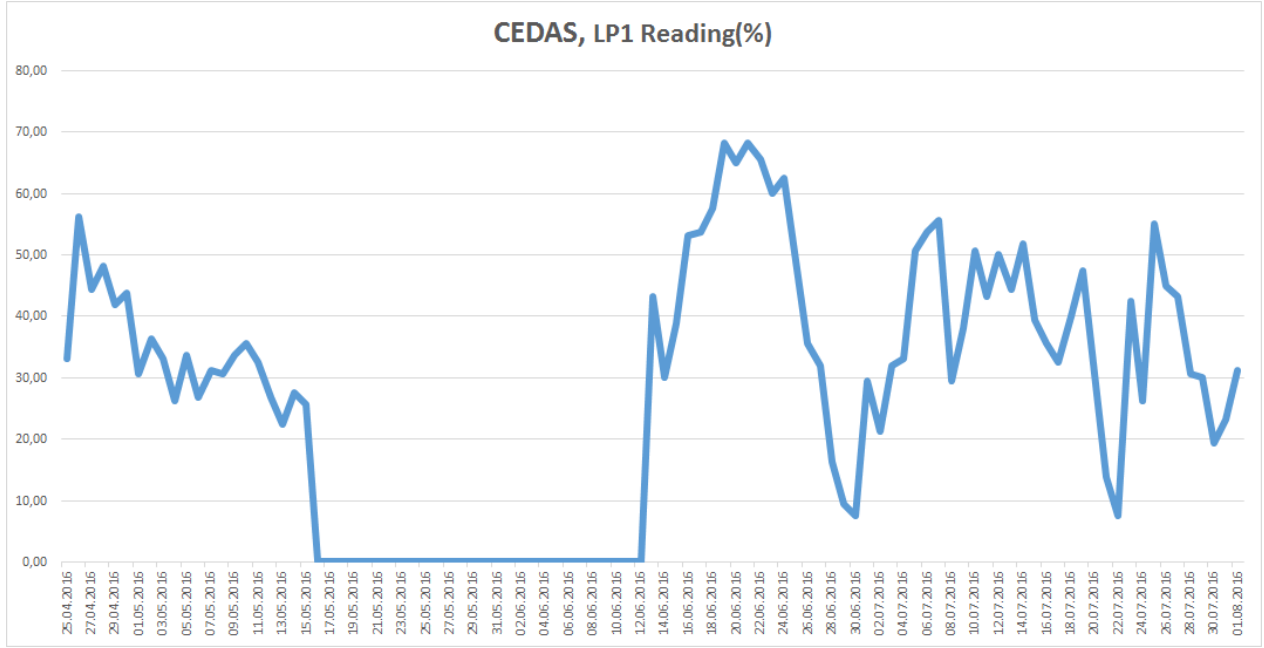
Şekil 50: G3 Landis & Gyr ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



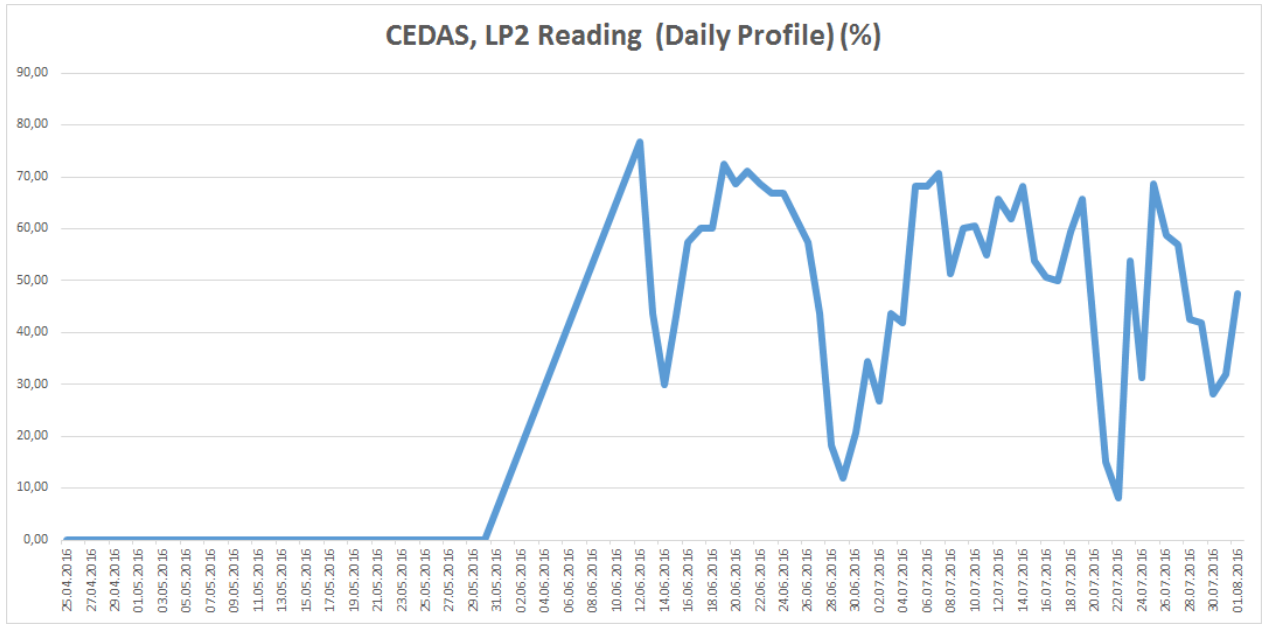
Şekil 51: G3 Landis & Gyr ÇEDAŞ Yük Profili 1

10 adet sayaç fabrikadan yanlış ayarlanmış olarak, düşük güvenlik seviyesi(LLS) yerine yüksek güvenlik seviyesiyle(HLS), gönderilmiştir. Bu yaklaşımla genel başarımla çoğunlukla %100 ile hesaplanabilmektedir.

Sagemcom:



Şekil 52: G3 Sagemcom ÇEDAŞ Yük Profili 1



Şekil 53: G3 Sagemcom ÇEDAŞ Yük Profili 2

Sagemcom ÇEDAŞ için bir saha ziyaretinde bulunmamıştır. Test yapılan bölgelerin kırsal, altyapının açık havada ve hat uzunluğunun fazla olduğu göz önünde bulundurulduğunda istikrarsız görüntüdeki grafiğin sebebi anlaşılabilir.

10.2 BPL

BPL raporlamaları için Elster başarılı okumaların verilerini içeren bir liste sağladı. Bu raporları bazı özel olarak hazırlanmış araçlarla değerlendirdik. Yük profilinin başarılı olarak hesaplanabilmesi için beklenen LP değerini($24 \times (60/15) = 96$ sayaç başı günlük değer ve $96 \times$ toplam sayaç sayısı) hesapladık ve gerçekte elde edilen LP değerlerini bu değere böldük. Ayrıca LP değerleri HES tarafından saatte 4 kez olmak üzere sorgulandı. Bu durum sebebiyle %100'ün üzerinde olan değer sayısı oldukça az ve LP değerleri bazen günlük faturalandırma tutarından fazla.

Elster ayrıca Ek H'de bulunabilecek bir raporla birlikte Ek G'de bulunabilecek bir SNR raporunu da sundu.

10.2.1 BEDAŞ

BEDAŞ BPL test lokasyonundan istikrarlı bir very toplama yapılamadığı için, Elster(Node) analiz için herhangi bir veri sağlayamadı. Elster tarafından sunulan iş geliştirme raporunda 716 sayaçtan yalnızca 31 tanesinin HES'e kaydedildiği görülebilir.

10.2.2 UEDAŞ

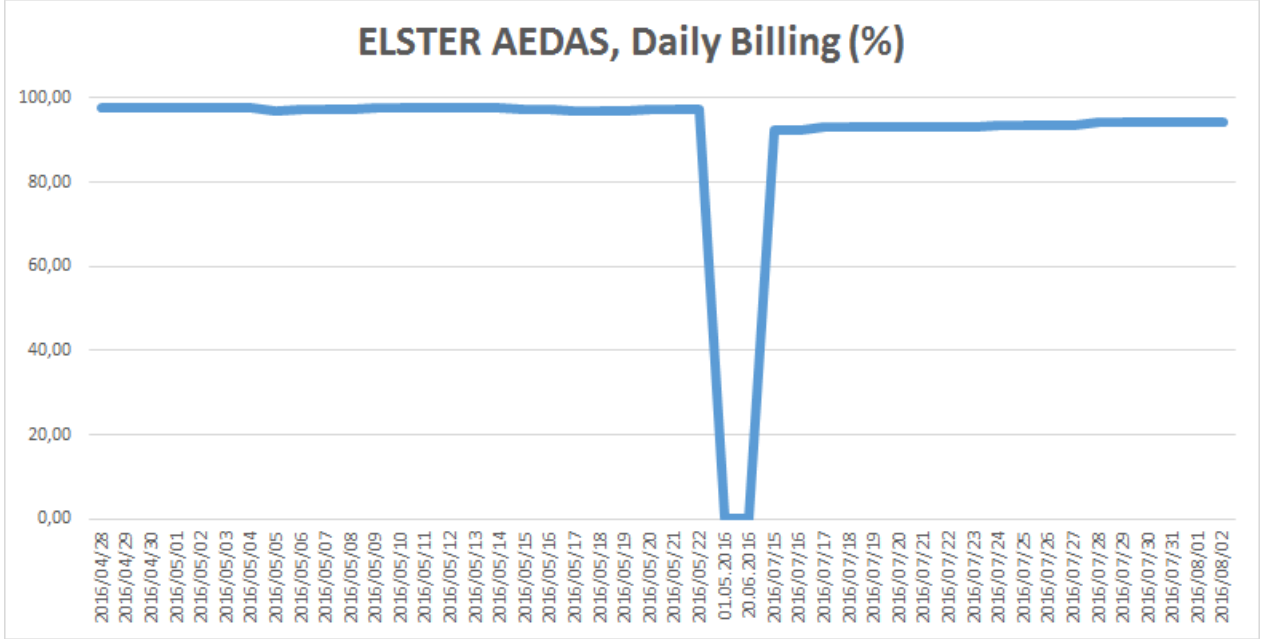
UEDAŞ BPL test lokasyonundan istikrarlı bir very toplama yapılamadığı için, Elster(Node) analiz için herhangi bir veri sağlayamadı. Elster tarafından sunulan iş geliştirme raporunda 302 sayaçtan yalnızca 31 tanesinin HES'e kaydedildiği görülebilir.

10.2.3 AEDAŞ

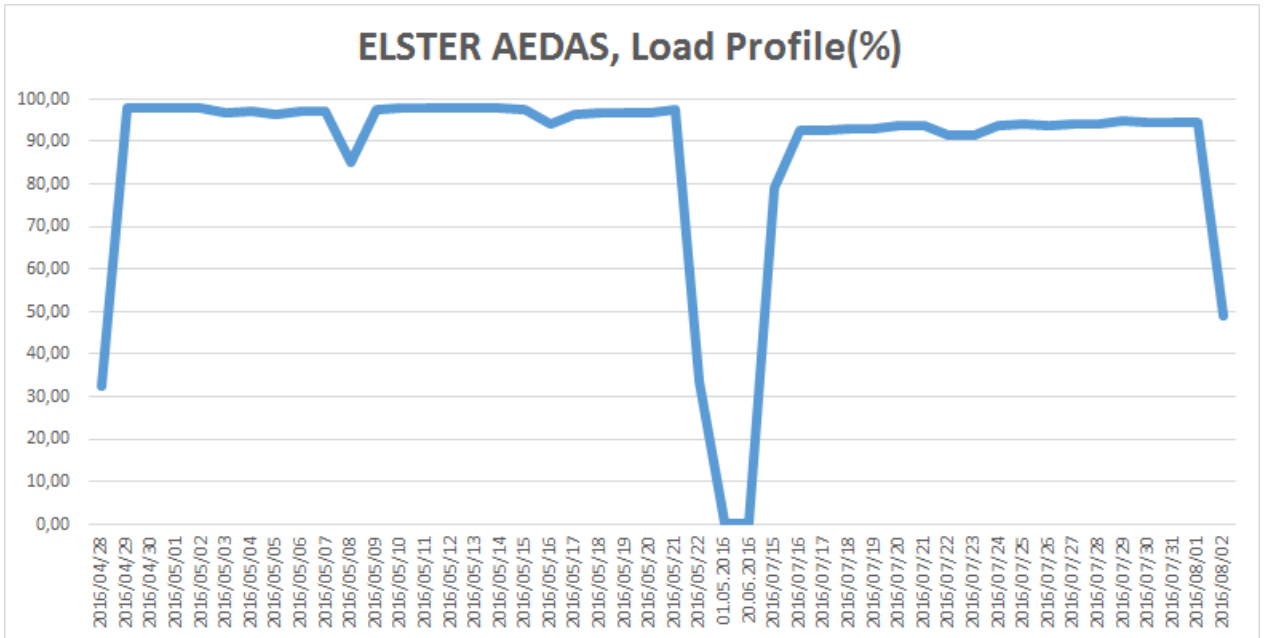
AEDAŞ 186 adet BPL sayacını yerleştirdi ancak faturalandırma sorunları sebebiyle(ödenmeyen faturalar) bu sayaçların 4 tanesi faaliyete geçemedi. Alana inildiğinde, sıklıkla, müşteri başına yalnızca bir adet devre kesici bulunduğu görüldü ve bu devre kesiciler sayaçlardan önce bağlanmıştı. Herhangi bir sebepten dolayı elektrik kesildiğinde(bizim durumumuzda ödeme yapılmaması sebebiyle), devre kesici devreyi kesmekte ve sayacın bağlantısı kopmaktadır. Bu eylem daha önce AEDAŞ çalışanları tarafından manuel olarak yapılıyordu.

22 Mayıs'tan 2 Ağustos'a kadar geçen sürede GPRS bağlantısı sağlanamamış ve merkezi yazılım yoluyla herhangi bir veri toplanamamıştır. 2 Ağustosta Trafo İstasyonu Veri

Yoğunlaştırıcısında(TSC) saklanan veriler local olarak indirilmiş ve SIM kart (Abone Kimlik Modül kartı) sebebiyle oluşan bağlantı sorunu çözülmüştür.



Şekil 54: BPL Elster AEDAŞ Günlük Faturalandırma

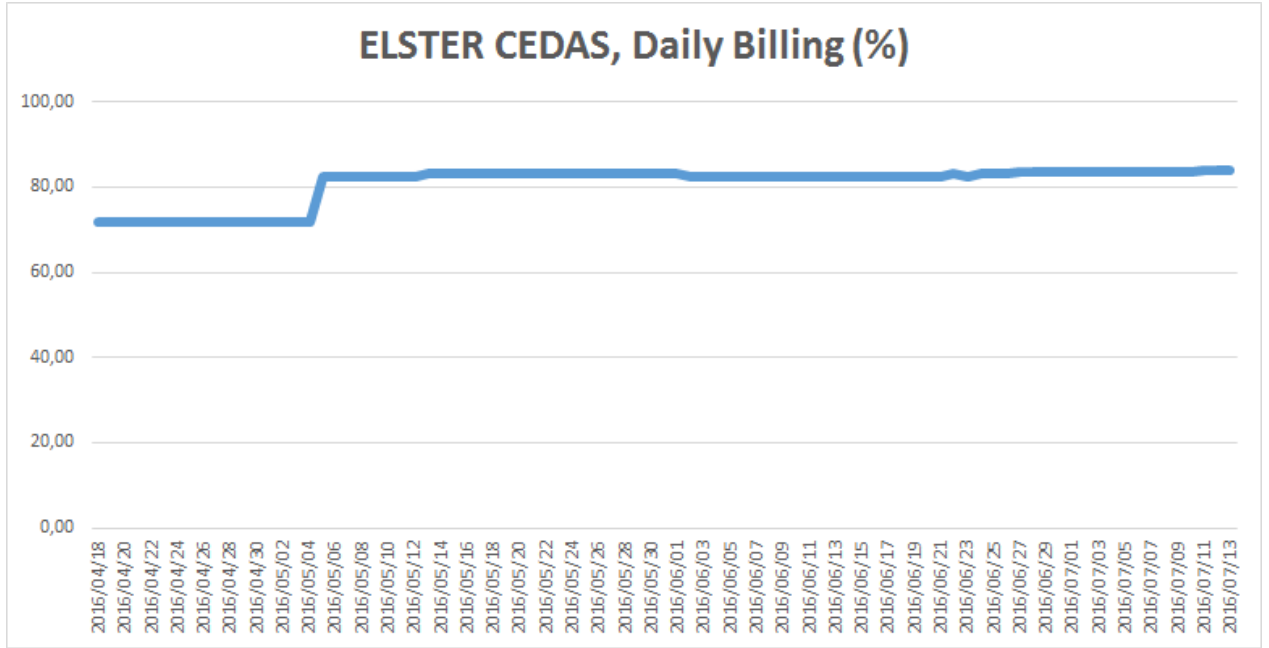


Şekil 55: BPL Elster AEDAŞ Yük Profili 1

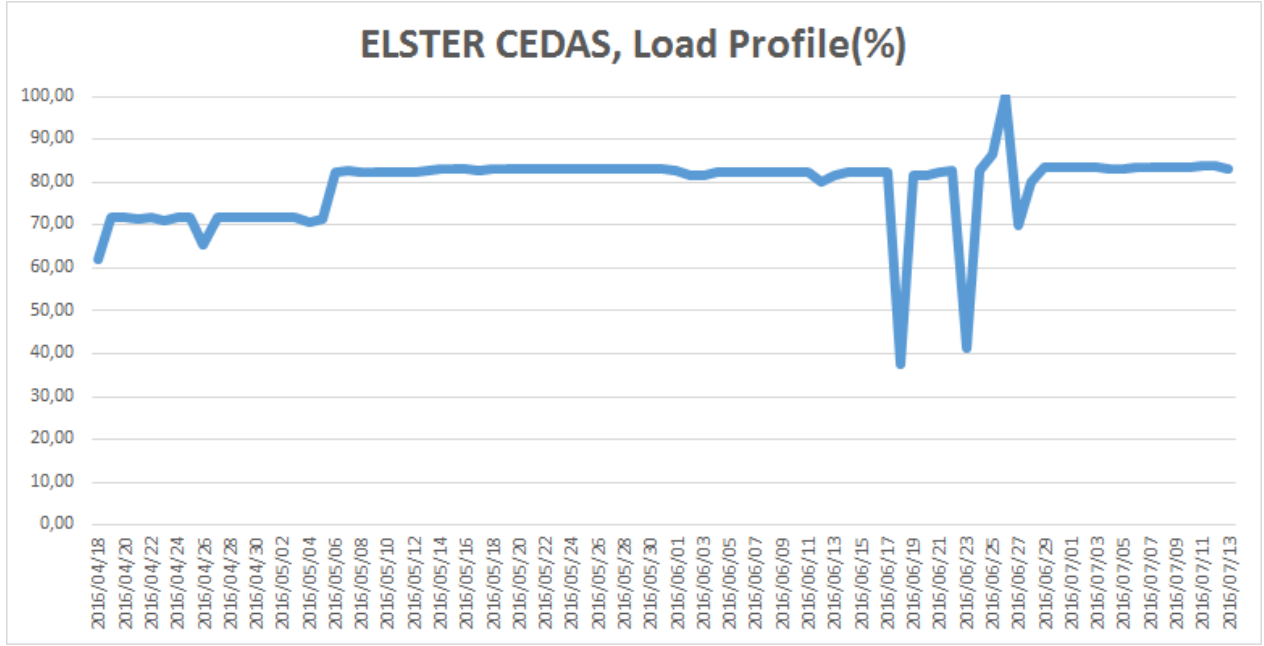
Mevcut boşluk yukarıda bahsi geçen SIM kart sorunu yüzünden oluşmuştur. İletişimin mümkün olmadığı periyod veri saklama kapasitesinden daha uzun olduğundan FIFO yapısı gereği en eski veri kaybedildi.

10.2.4 ÇEDAŞ

13 Temmuz 2016 sonrası herhangi bir veri mevcut değil. Muhtemelen Trafo İstasyonu Veri Yoğunlaştırıcısı (TSC) arızası mevcut.



Şekil 56: BPL Elster ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 57: BPL Elster ÇEDAŞ Yük Profili 1

4 Mayıs'ta alanda bir çalışma gerçekleştirildi ve yanlışlıkla uzaktan deaktive edilen 31 LMC modülü tekrar aktive edildi. 26 Haziran tarihindeki tepe değer kullanılan hesaplama metodu sebebiyle gerçekleşmiştir. Sistem tarafından çok fazla LP toplama girişiminde bulunulmuştur.

10.3 S-FSK

S-FSK testi için IDIS Pack-1 seçilmiştir. Maalesef yukarıda da bahsedildiği üzere Landis + Gyr sayaçlar IDIS uyumluluğuna sahip değildir ve bu durum bizim test prosedürümüzü değiştirmemize yol açtı. BEDAŞ ve ÇEDAŞ veri toplamak için Landis + Gyr tarafından sağlanan DC'yi kullanırken UEDAŞ ve AEDAŞ veri toplamak için Iskraemeco tarafından sağlanan DC'yi kullanmaktadır.

Sağlanan sayaçların maksimum baud hızı 2400 bps iken sayaçlardan Yük Profili verilerini toplamak mümkün olmadı.

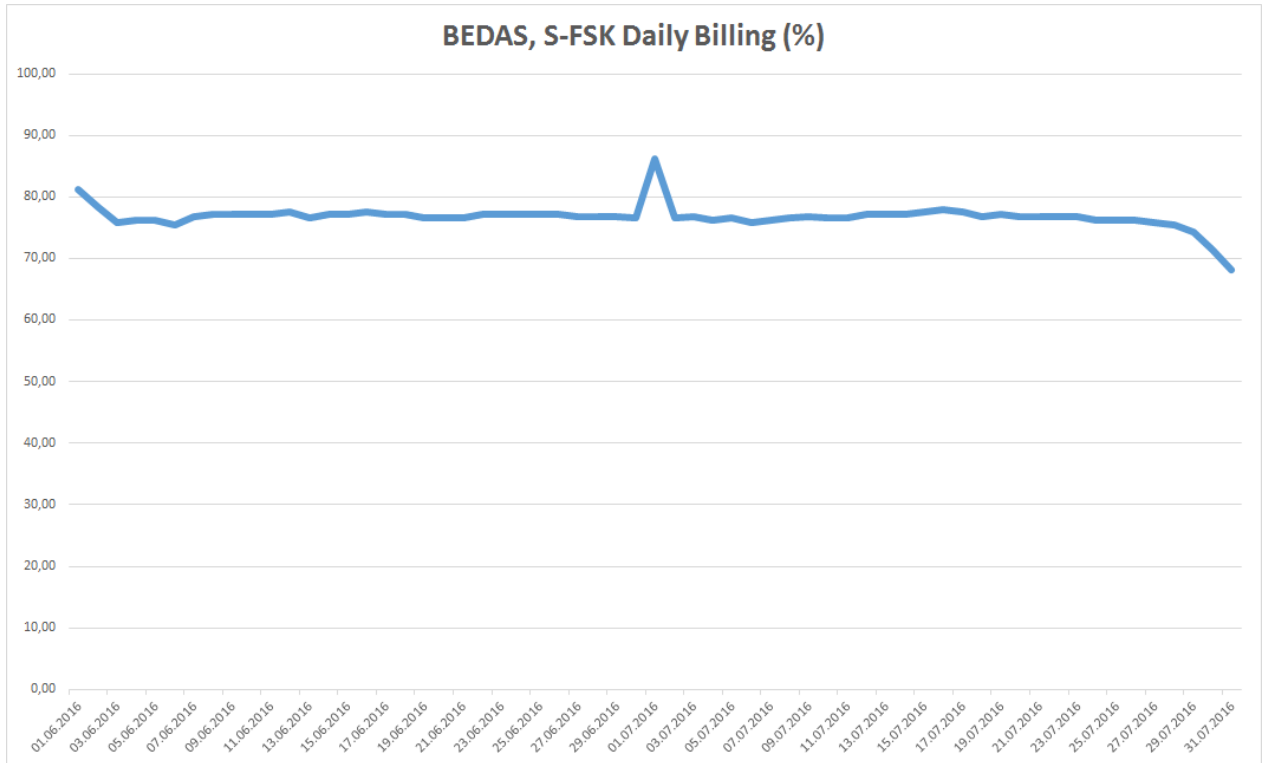
10.3.1 BEDAŞ

Bütün kurulum işlemleri tamamlandıktan sonra raporlanan bir takım durumlar oldu. birlikte çalışabilirlik sorunlarına bağlı olarak Iskraemeco sayaçlar ilk etapta okunamadı, 130 Landis + Gyr sayacın okunması bekleniyordu. 30 sayaç tamamen kayboldu. Her ne kadar bazı sayaçlar tespit edilse de bu sayaçlardan veri toplanamadı. Bu durumun düzeltilmesi için 20 Temmuz 2015 tarihinde Taran Elektronik'in(Landis + Gyr'nin yerel temsilcisi) de katıldığı bir saha

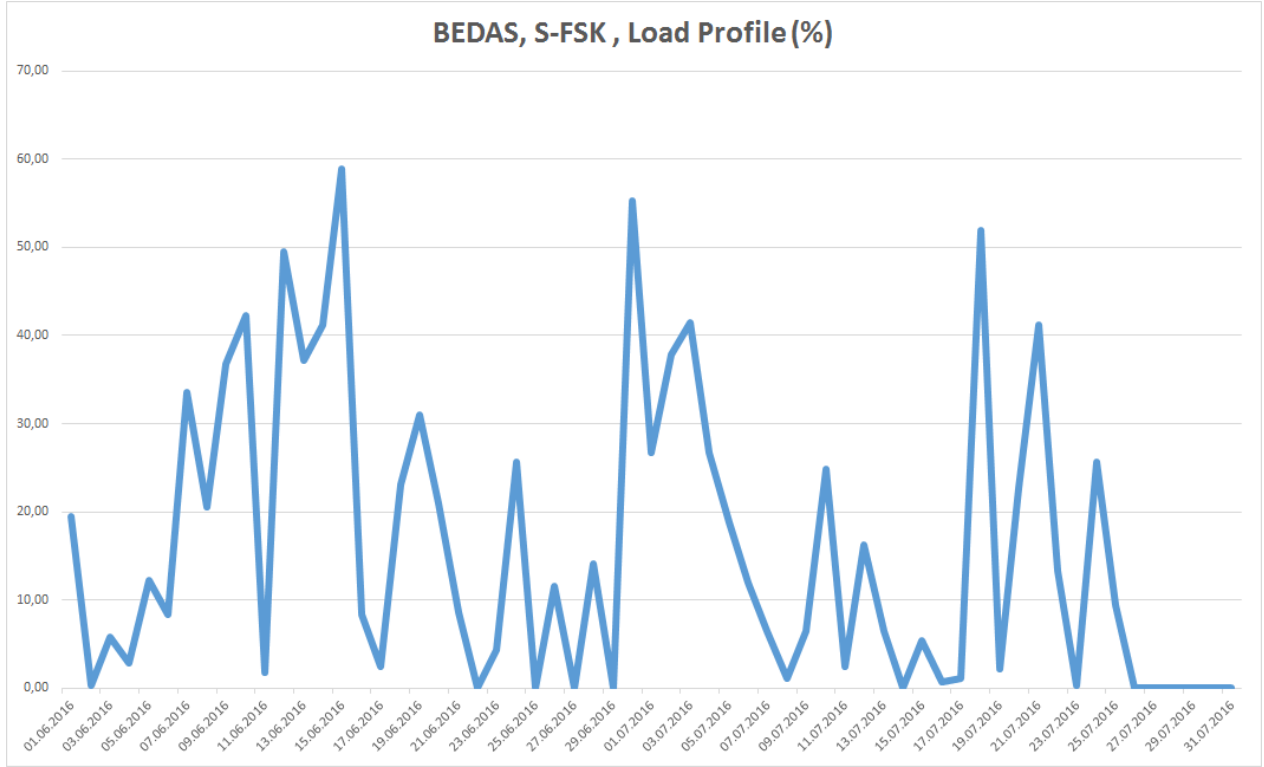
ziyareti yapıldı ve çeşitli ölçümler gerçekleştirildi. Bu sonuçlara göre ilk sayaçtaki PLC sinyalleri DC ve sayaç arasındaki uzun mesafe(yaklaşık 250 metre) sebebiyle yeteri kadar güçlü olarak alıcıya ulaşamadı. Üç adet tek fazlı repeater aradaki mesafenin orta noktasına yerleştirildi.

Landis + Gyr, Iskraemeco RD ve LP uygulamalarının yapılmasına 6 Ağustos 2015 tarihinde başladı. Bu tarihten önce Landis + Gyr destek takımı tatildeydi, bu konuyla ilgili herhangi bir destek sağlayamalarının en önemli sebebi buydu. Taran bizi Iskraemeco ile uygulama hususunda birlikte çalıştıkları ve bir baud hızı değişikliği yapmaları gerektiği konusunda bilgilendirdi. 6 Ağustostan sonra bütün Landis + Gyr sayaçlar “KAYIP” durumundaydı, bu da sayaçlarla en az 24 saattir iletişim kurulamadığı anlamına geliyor. Bunun sebebi DC’deki baud hızı değişikliğinin sayaçlara yansımamış olması.

Baud hızı değiştikten sonar genel performans seviyesi azaldı. Ayrıca Taran tarafından yerleştirilen repeaterlar 1200bps’lik sabit baud hızında çalışmak üzere tasarlanmıştı. Bu repeaterlar yenileriyle değiştirildi ancak bu müdahale de iletişim sorunlarını çözemedi.



Şekil 58: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) BEDAŞ Günlük Faturalandırma



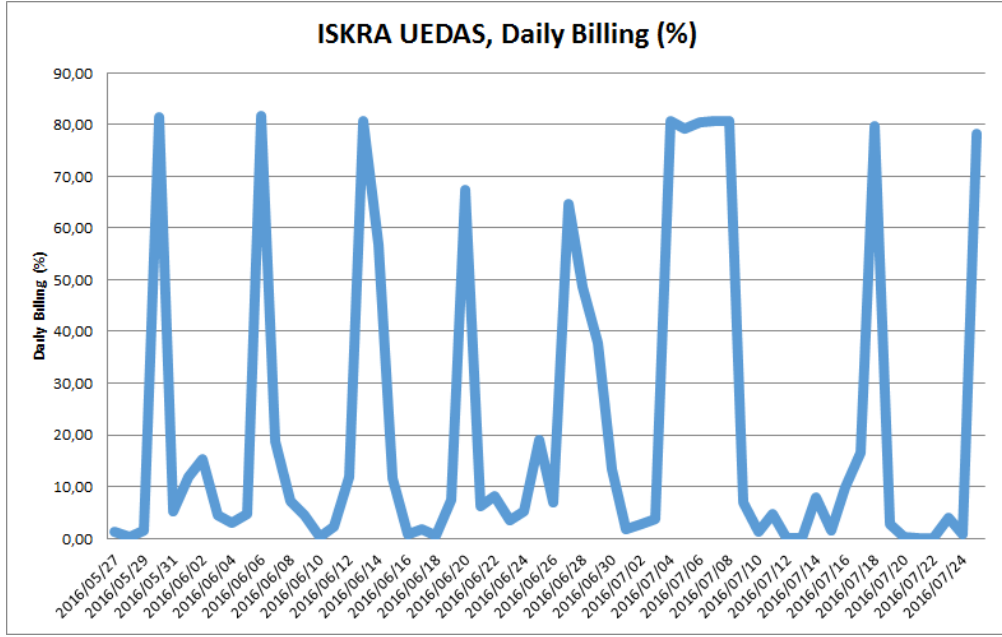
Şekil 59: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) BEDAŞ Yük Profili

10.3.2 UEDAŞ

UEDAŞ için bütün test çevresi ve ağ şartları tanımlanabilir durumdadır. Ancak iletişimi kötü bağlamda etkileyen yüksek seviyede gürültüye sahip iki lokasyonun ölçüldüğünü söyleyebiliriz. Bir tanesi direkt olarak DC'nin bulunduğu konumda ölçüldü. Gürültünün kesikli olarak kendini göstermesi sebebiyle bazı günlerde başarı oranı oldukça yüksekken genel itibarıyla düşük bir seviyede kalıyor.

Iskraemeco'dan sahada yapılacak bir araştırmada talep edilmiş olup aşağıda verilen veriler Ek E'de görülebilecektir.

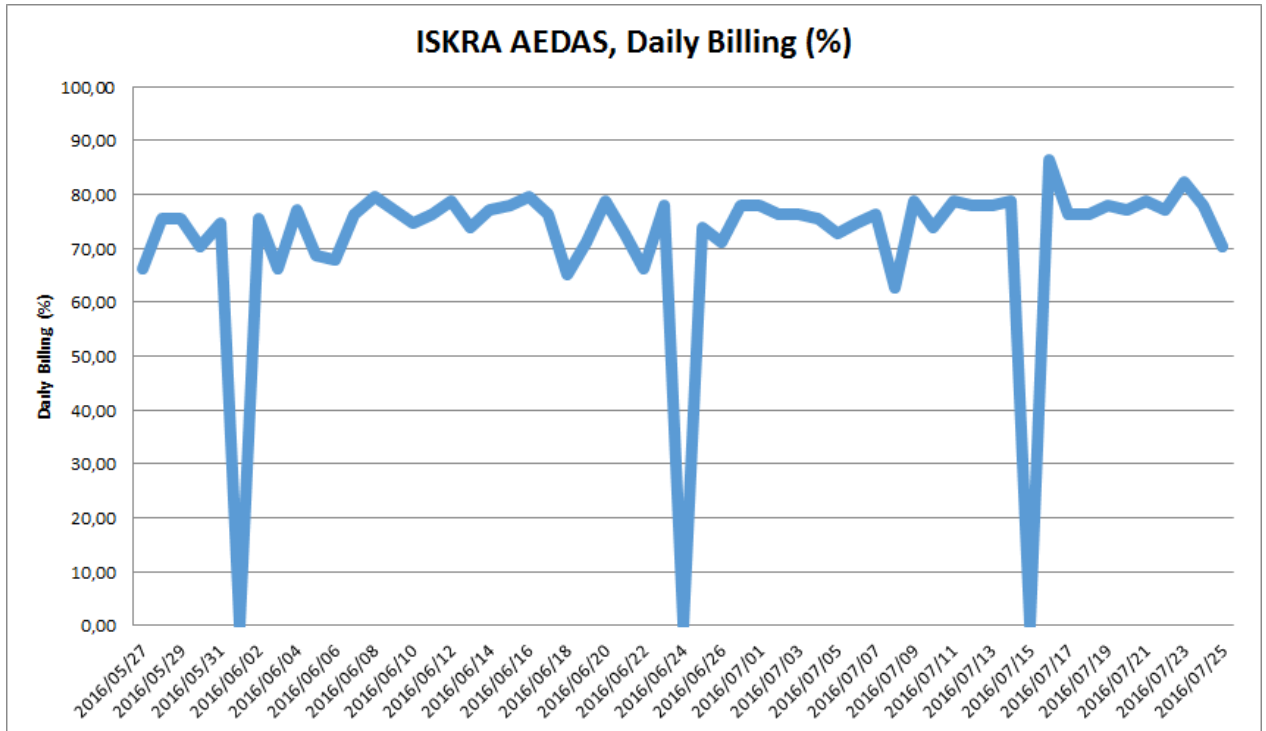
Bu kötü sonuçlara yol açan çakışmayı engellemek için DC'nin konumu değiştirilmelidir.



Şekil 60: S-FSK L&G, Iskra (Iskra DC) UEDAŞ Günlük Faturalandırma

10.3.3 AEDAŞ

Bu, %80-85’lik okuma başarı oranıyla oldukça başarılı bir kurulumdur. Ne yazık ki bu başarı yalnızca saatlik okumalar için geçerli. 15 dakikalık yük profili(LP) toplanmasında ölçüm testleri sınırlı baud hızı sebebiyle başarılı olamamıştır.



Şekil 61: S-FSK L&G, Iskra (Iskra DC) AEDAŞ Günlük Faturalandırma

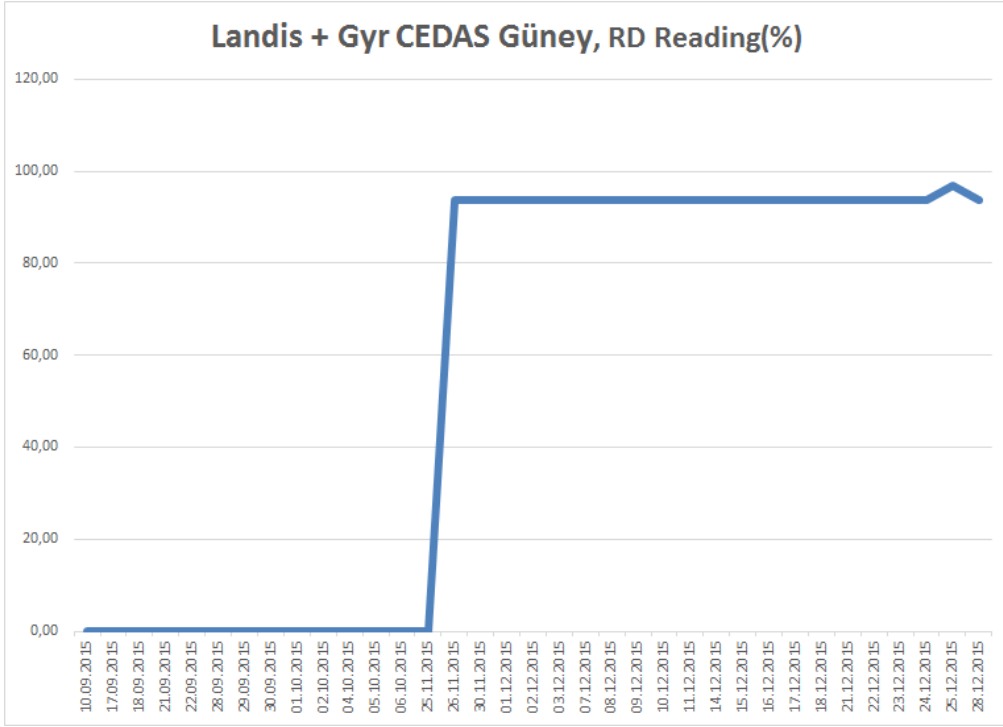
Iskraemeco bir saha ziyaretinde bulunmuş ve Ek F. olarak görüntülenebilecek raporu oluşturmuştur.

- Bir sayacın doğru türde olmayışı(MT382) sebebiyle PLC tarafından bu sayaca ulaşılması mümkün olmamıştır.
- 10 adet sayacın bulunduğu bir binada, verilerin kesintilere uğradığı tespit edilmiştir. Yapılan incelemelerden sonra herhangi bir sorun tespit edilememiş olup, yalnızca sinyal seviyesinde ciddi bir azalma görülmüştür. Müşterinin bağlantısı kesildiğinde sinyaldeki düşüklük kaybolmuştur. Yani bu sinyal zayıflamasına bahsi geçen müşterinin ekipmanlarından biri sebep olmaktadır.
- Bazı sayaçların bağlantısı kopmuştur; sayaçlar ağa bağlanmamıştır.
- Grafikteki Üç adet 0 noktası GSM hattındaki kesintiler sebebiyle yaşanmıştır ve buna ait veriler daha sonra toplanmıştır.

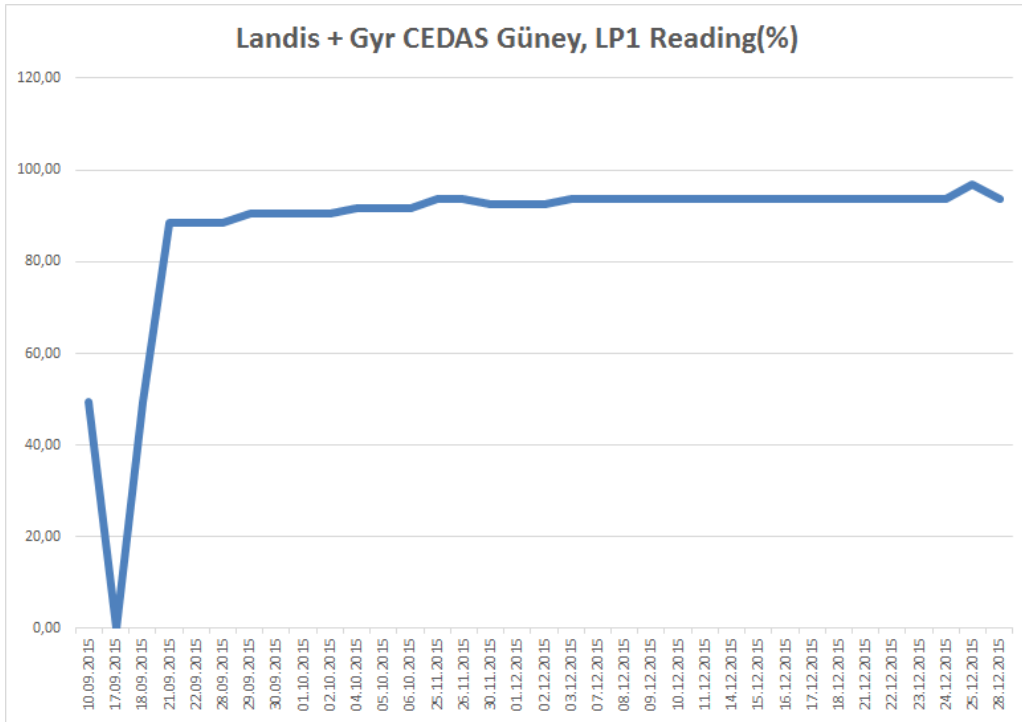
10.3.4 ÇEDAŞ

ÇEDAŞ sunucularına IT(BT) ile alakalı sorunlar sebebiyle test periyodu süresince ulaşılamamıştır. ÇEDAŞ sunucuları saldırıya uğramıştır ve hizmet erişime kapanmıştır. (DOS veya DDos) Landis + Gyr'ye ait sonuçlar toplanamamıştır.

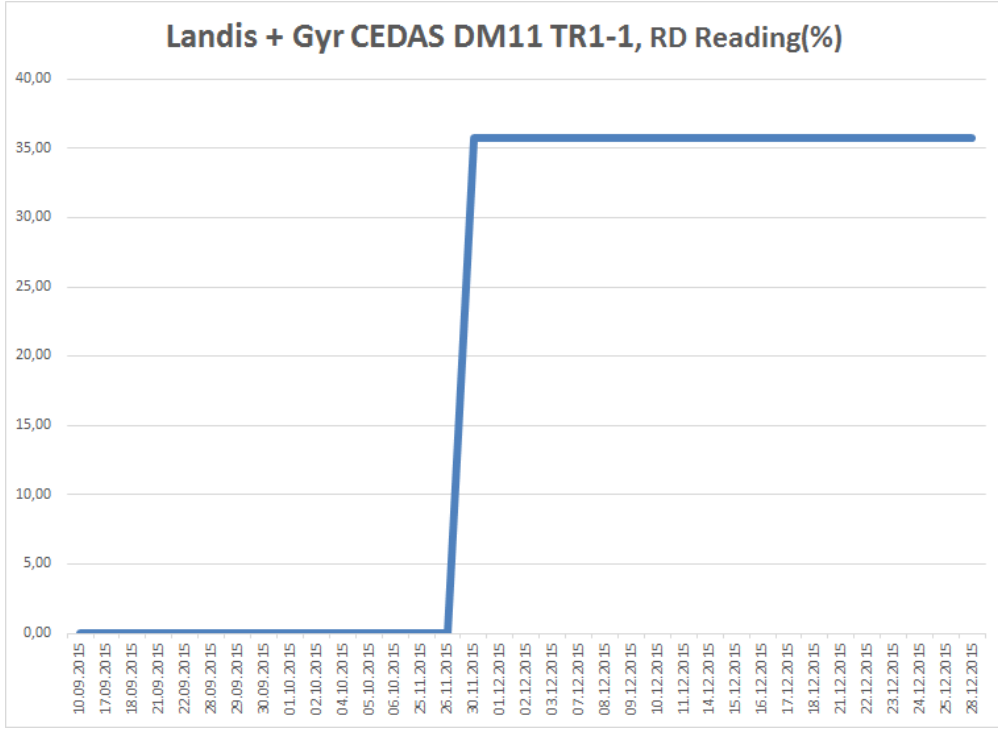
Aşağıdaki tablo birinci aşama sırasında toplanan eski veri kullanılarak hazırlanmıştır. İki adet yerleştirme yapılmıştır; biri Güney Köy'e yapılmış olup bu yerleştirme sırasında Landis + Gyr'nin 48 Iskraemeco'nun 47 sayacı yerleştirilmiştir. İkinci yerleştirme işlemi de pilot projeden önce yapılmış olup proje kapsamında sayaç sayısının arttırılması gerekliliği belirtilmiş olan bir yerleştirmedir ve yalnızca Landis +Gyr'ye ait 28 sayaç içermektedir.



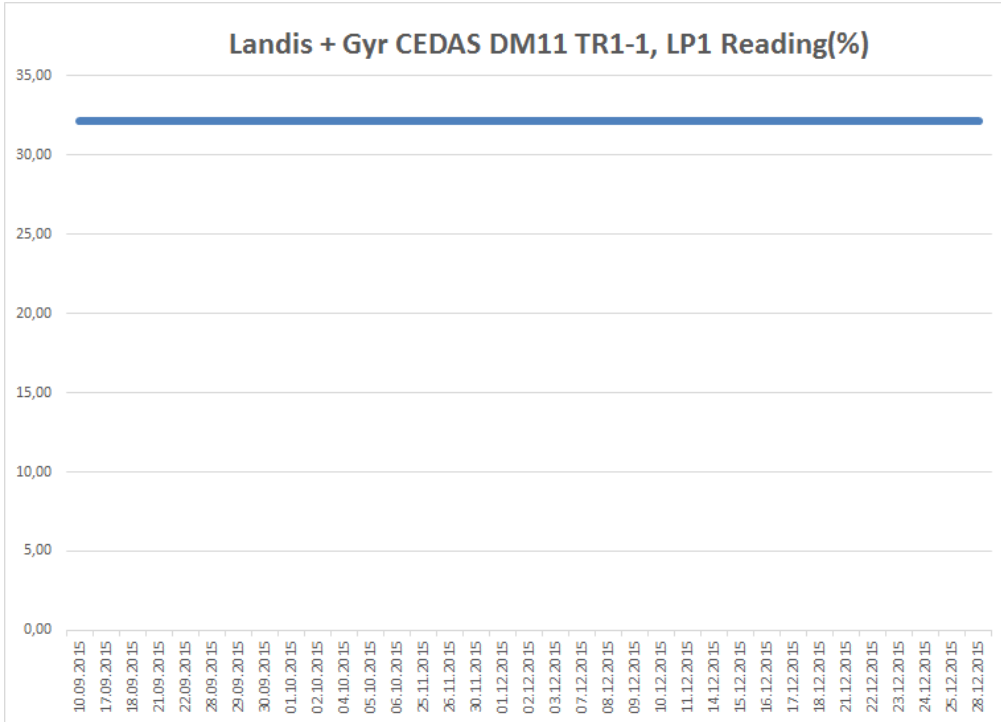
Şekil 62: S-FSK L&G (L&G DC) ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 63: S-FSK L&G (L&G DC) ÇEDAŞ Yük Profili



Şekil 64: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



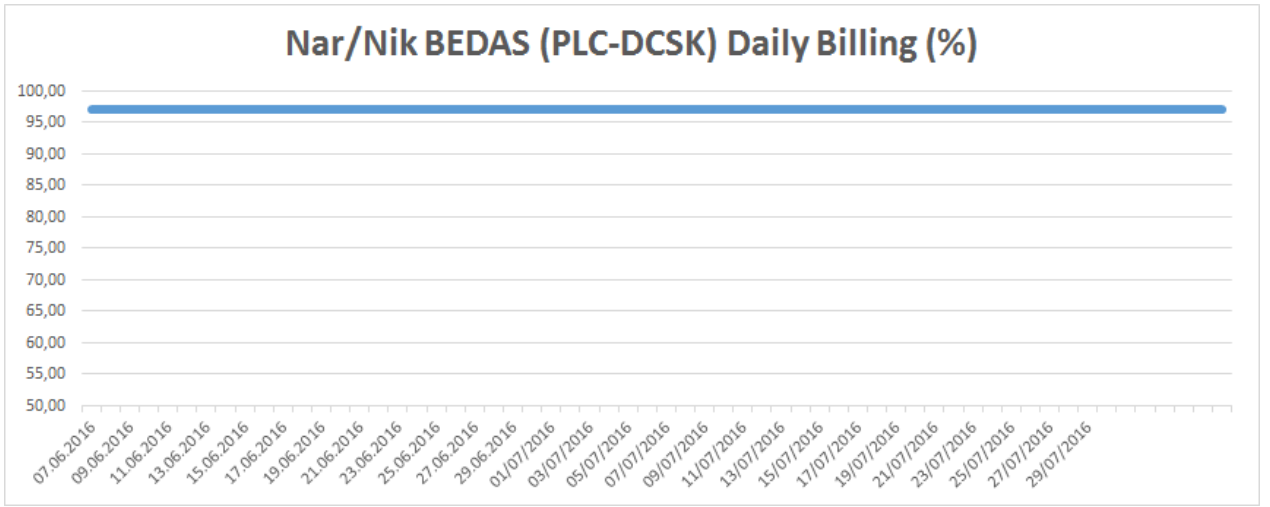
Şekil 65: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) ÇEDAŞ Yük Profili

10.4 DCSK

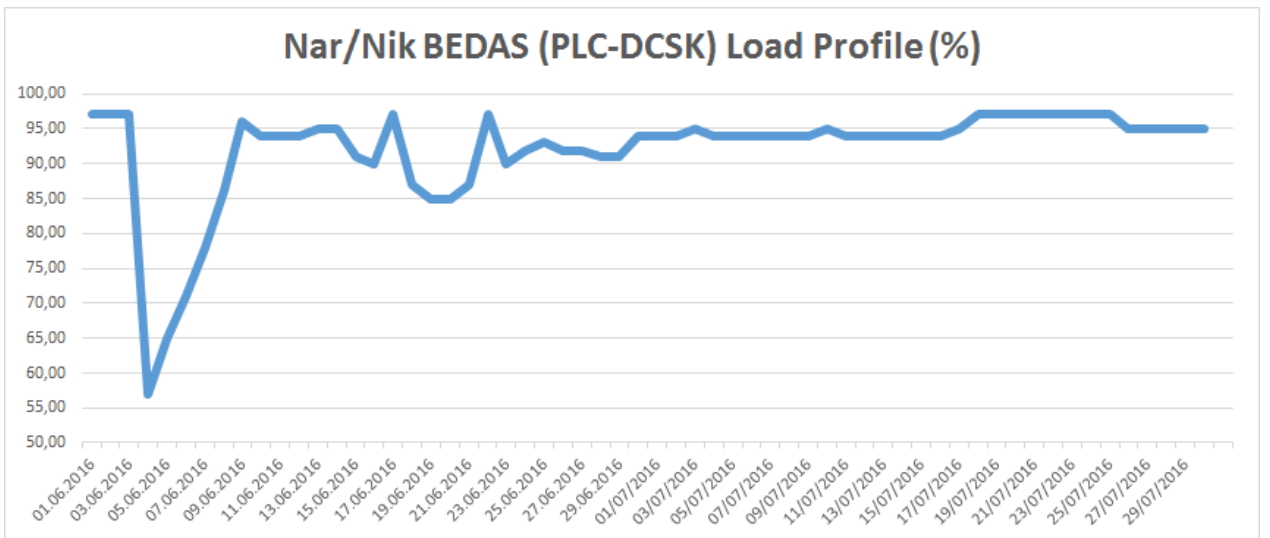
10.4.1 BEDAŞ

BEDAŞ DCSK özelliği etkinleştirilmiş sayaçları iki adet trafosuna yerleştirmiştir ve her bir trafo Nar/Nik ve Luna isimli tedarikçilerden tedarik edilen DC'leri içermektedir. Sistem, her bir sayacın verileri ilgili DC tarafından toplanacak şekilde tasarlanmıştır.

Nar/Nik:



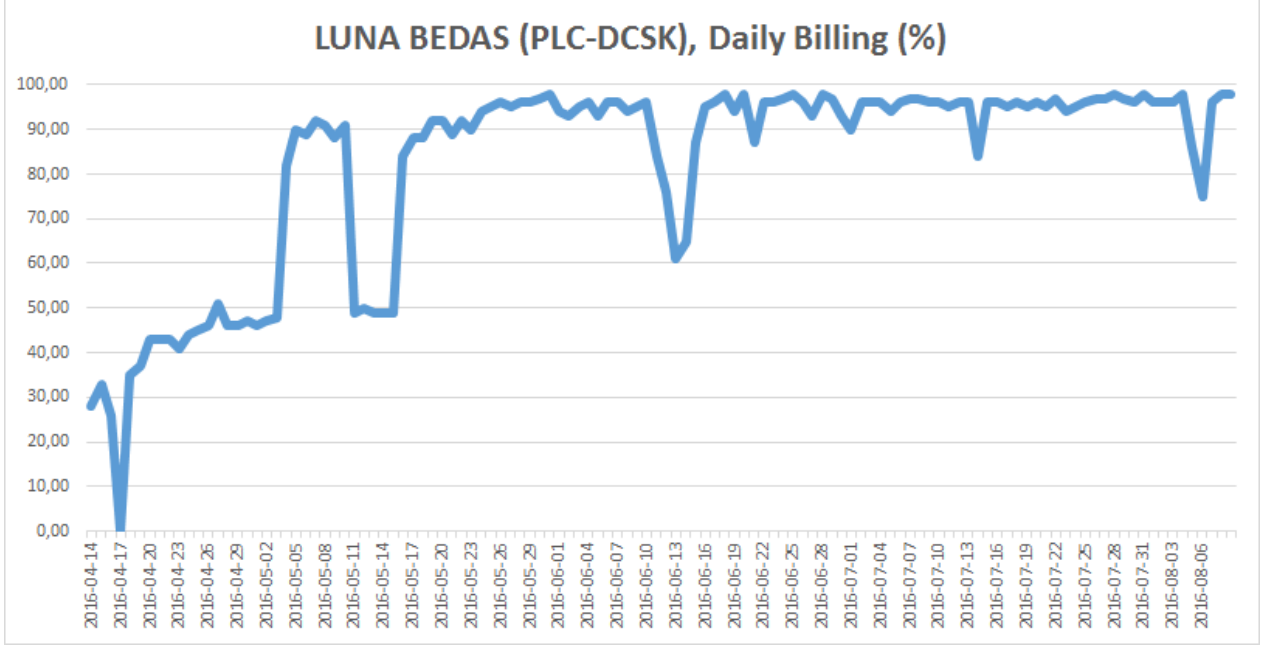
Şekil 66: DCSK Nar/Nik BEDAŞ Günlük Faturalandırma



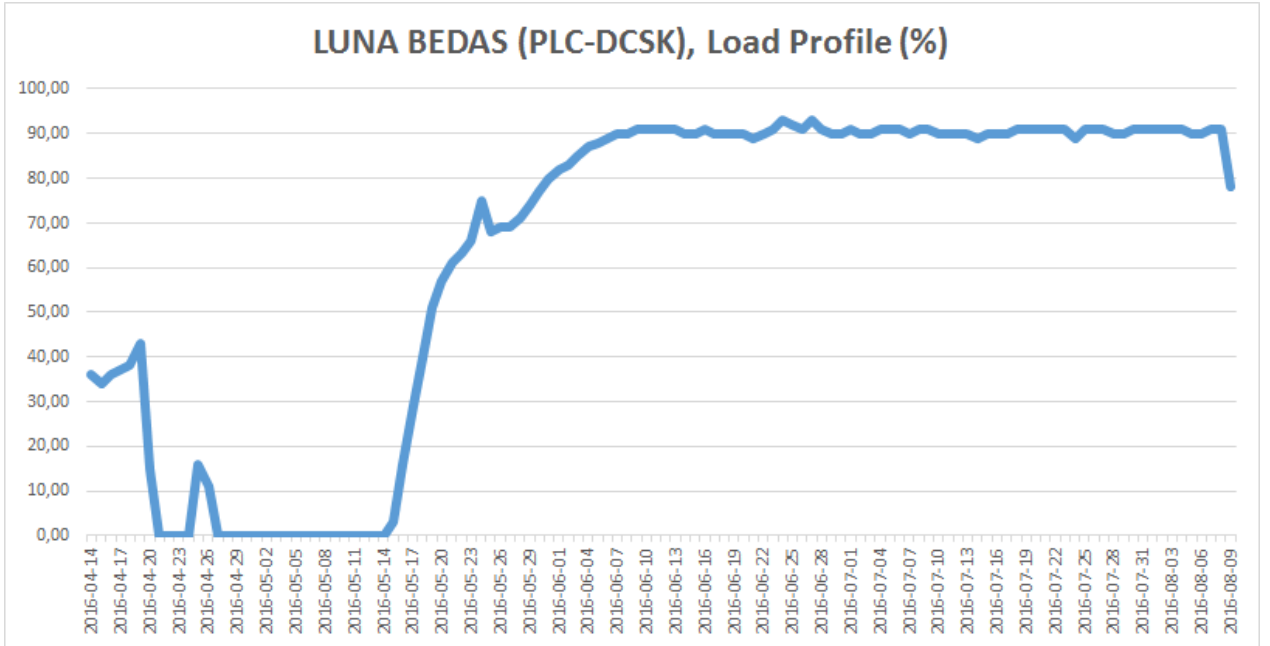
Şekil 67: DCSK Nar/Nik BEDAŞ Yük Profili

İki bina(Eresin Apt ve Yıldırım Apt) sorunlu olup, bu binaların ana sayaç kutularında bir düzenlemenin yapılması zorunludur. Bu bölgelerde çok ciddi sinyal zayıflamaları gözlemlenmektedir. Luna bu sorunu çözmek için ekstra bir repeater yerleştirmiştir.

Luna:



Şekil 68: DCSK Luna BEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 69: DCSK Luna BEDAŞ Yük Profili

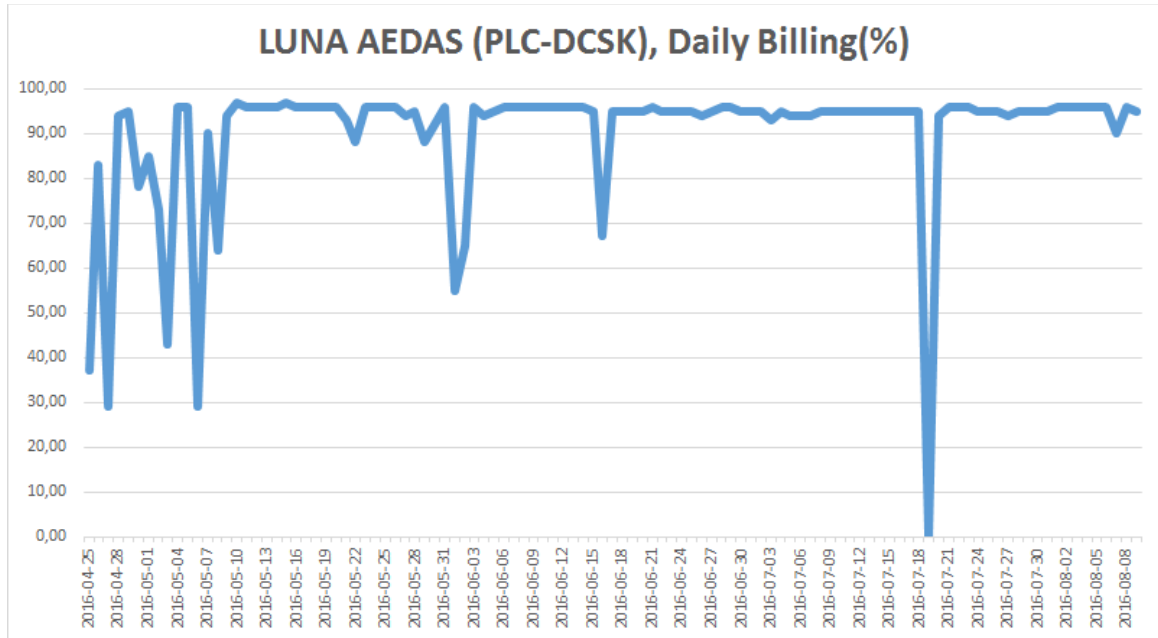
Bir takım ekstra sayaçların, repeater olarak kullanılmak üzere, yerleştirilmesinden sonra system performansı artmıştır. LP toplama oranı, toplanması gereken verinin miktarı sebebiyle, kayıt edilen veriden daha düşük bir seviyededir. Genel itibariyle DCSK teknolojisinin sağladığı performans sınırlı kalmaktadır.

10.4.2 UEDAŞ

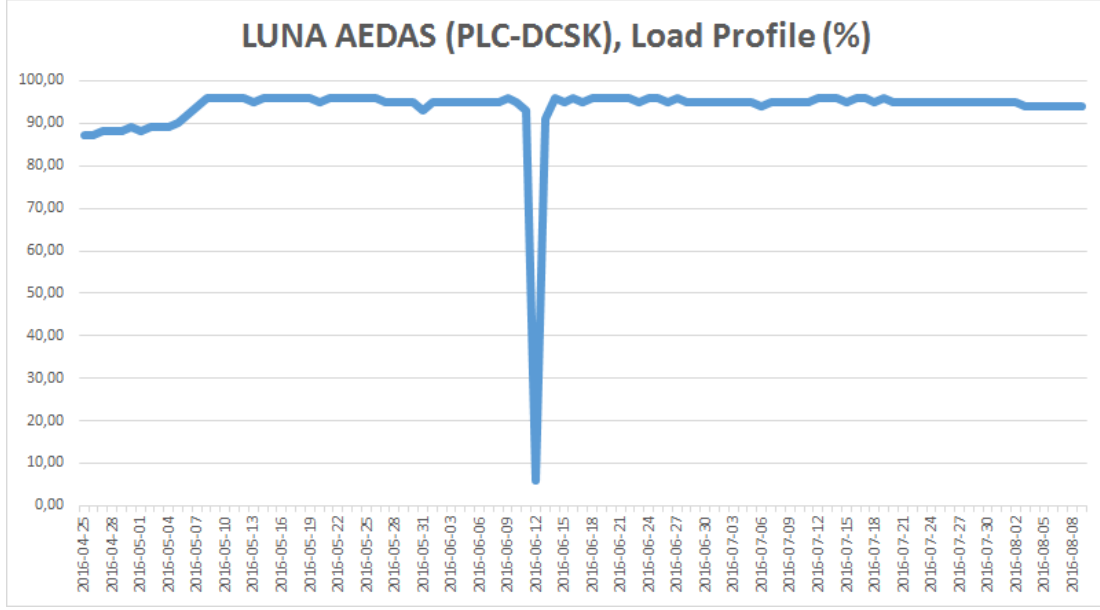
UEDAŞ DCSK tabanlı herhangi bir teknolojiyi test etmemiştir.

10.4.3 AEDAŞ

AEDAŞ yalnızca Luna'ya ait DCSK teknoloji ürünleri test etmiştir. Sayaçların 9 tanesi aktifleştirilememiştir.



Şekil 70: DCSK Luna AEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 71: DCSK Luna AEDAŞ Yük Profili

19/07/2016 tarihindeki sıfır değeri geçici bir iletişim hatasından kaynaklanmıştır. Bu verilerleyen günlerde tamamlanmıştır.

10.4.4 ÇEDAŞ

ÇEDAŞ DCSK tabanlı herhangi bir teknolojiyi test etmemiştir.

10.5 RF

Kamstrup, Luna ve Nar/Nik RF özelliği etkinleştirilmiş sayaç tedarik şirketlerdir. RF testleri BEDAŞ, AEDAŞ ve ÇEDAŞ tarafından farklı kombinasyonlarla uygulanmıştır. UEDAŞ RF tabanlı herhangi bir teknolojiyi test etmemiştir.

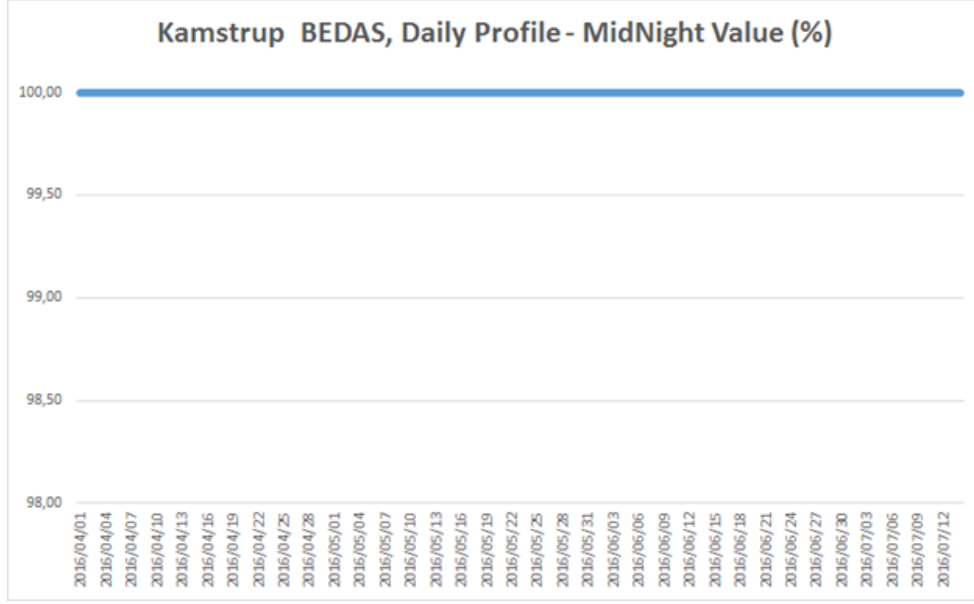
10.5.1 BEDAŞ

BEDAŞ RF kategorisinde Kamstrup ve Luna marka sayaçları test etmiştir. Her iki şirketin de sayaçları aynı trafoya yerleştirilmiştir.

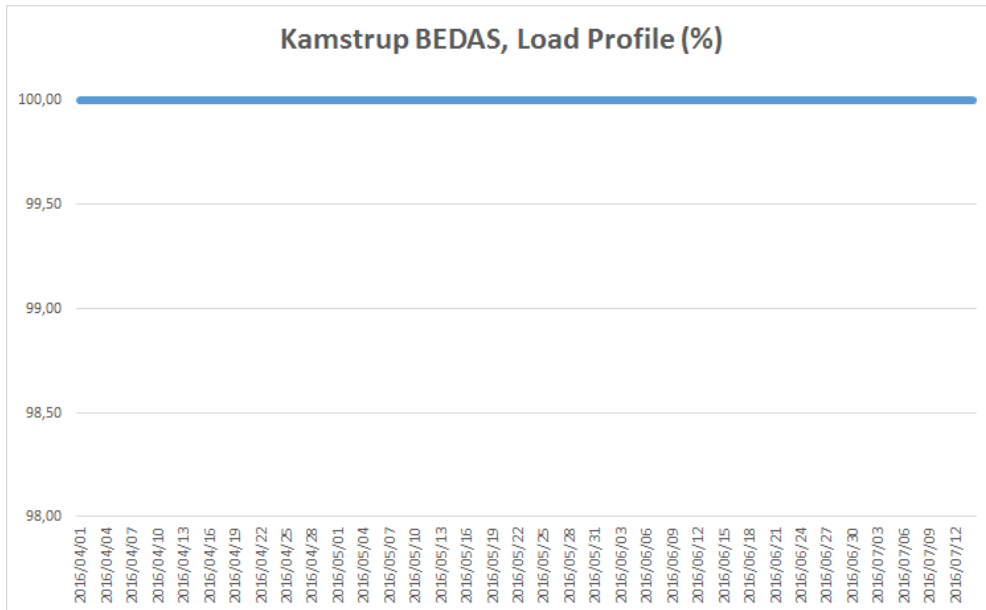
Kamstrup:

Yerleştirmeler sırasında 148 sayaç başarılı olarak yerleştirilmiştir. Ancak o sıralarda bir takım istikrarsız sayaçlar mevcut olduğundan veri toplanması da oldukça istikrarsız bir şekilde yürümüştür. Kamstrup bir saha ziyaretinde bulunup bir takım ölçümlerde bulunmuştur. Bu

ölçümlerin sonuçlarına göre 3 adet sayaç daha kritik bölgelere repeater görevi görmek üzere yerleştirilmiştir (Kamstrup RF sayaçları örgüsel bir ağ sistemi kullanmaktadır ve her bir nod PLC sayaçlarda da olduğu gibi repeater görevi görebilmektedir). Ayrıca harici bir anten de bodrum katta bulunan sayaçlara takılmıştır. Bu sayaç aldığı sinyali güçlendirip tekrarlayarak kendisinin yakınında bulunan sayaçlara aktarmaktadır.

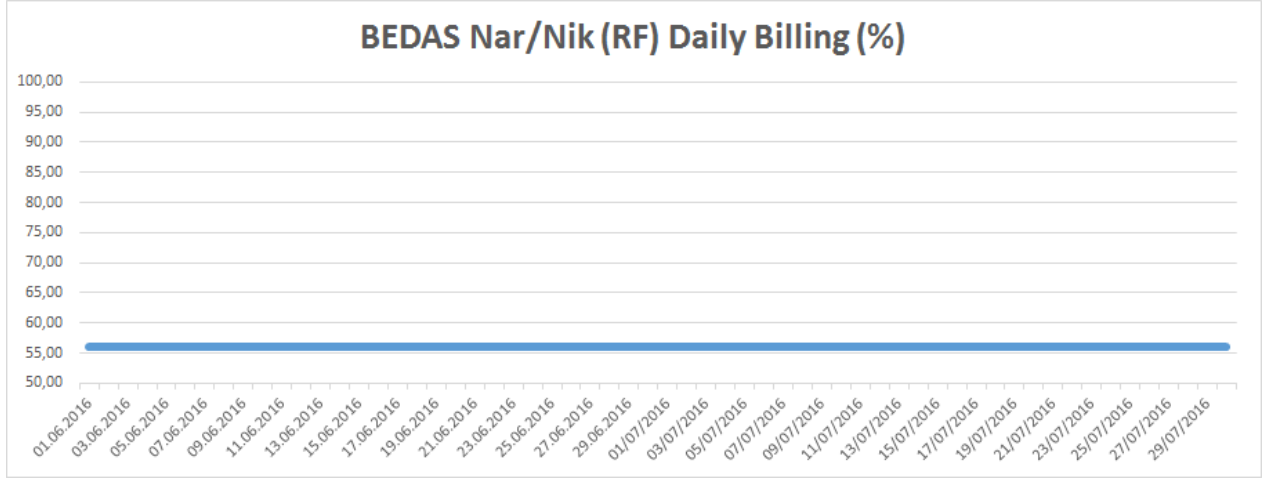


Şekil 72: RF Kamstrup BEDAS Günlük Faturalandırma

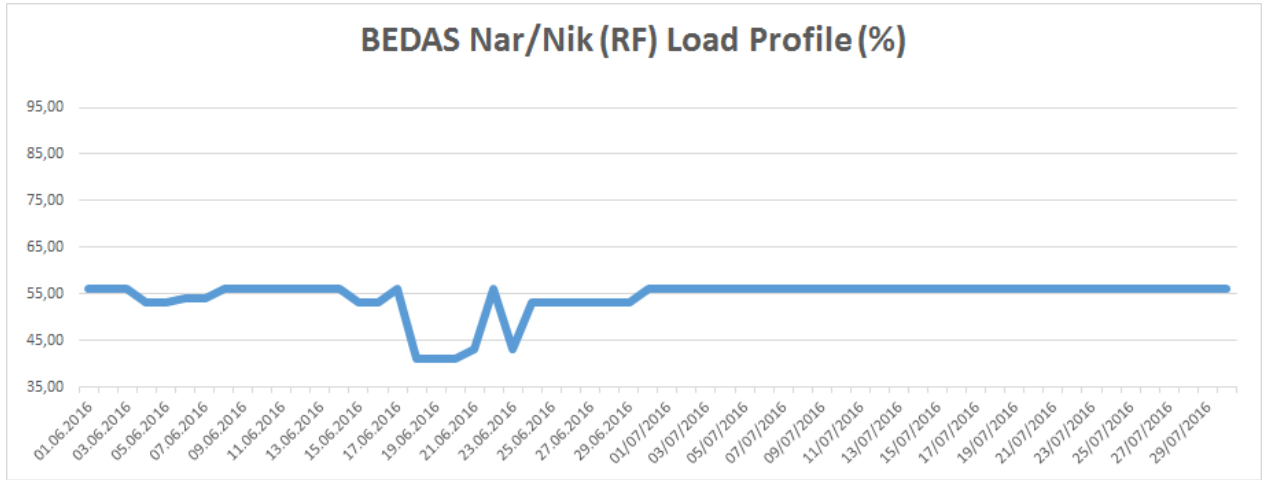


Şekil 73: RF Kamstrup BEDAŞ Yük Profili

Nar/Nik:



Şekil 74: RF Nar/Nik BEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 75: RF Nar/Nik BEDAŞ Yük Profili

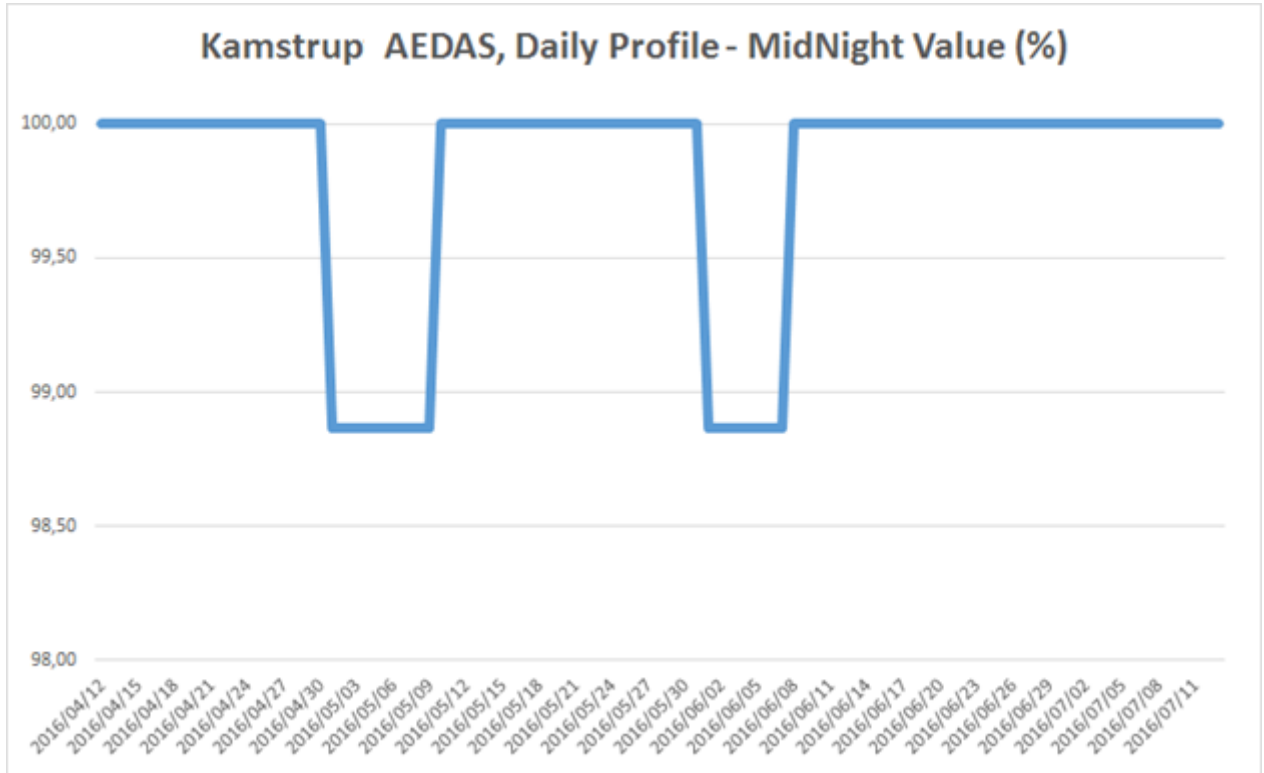
RF sinyallerinin zayıflaması sebebiyle Nar/Nik'in başarı oranları ve veri transferleri sınırlı bir seviyede gerçekleşmiştir. Nar/Nik şirketinin mühendisleri bir takım testler yürütmüş ve merkezi antenin pozisyonunu en uygun şekilde ayarlamaya çalışmışlardır. Bu durum bir miktar artış sağlamıştır. Raporun oluşturulması sırasında Nar/Nik yeraltı seviyesinde bulunan sayaçlara harici antenler yerleştirilerek başarı oranını yaklaşık %3 daha yukarıya çekmiştir.

10.5.2 UEDAŞ

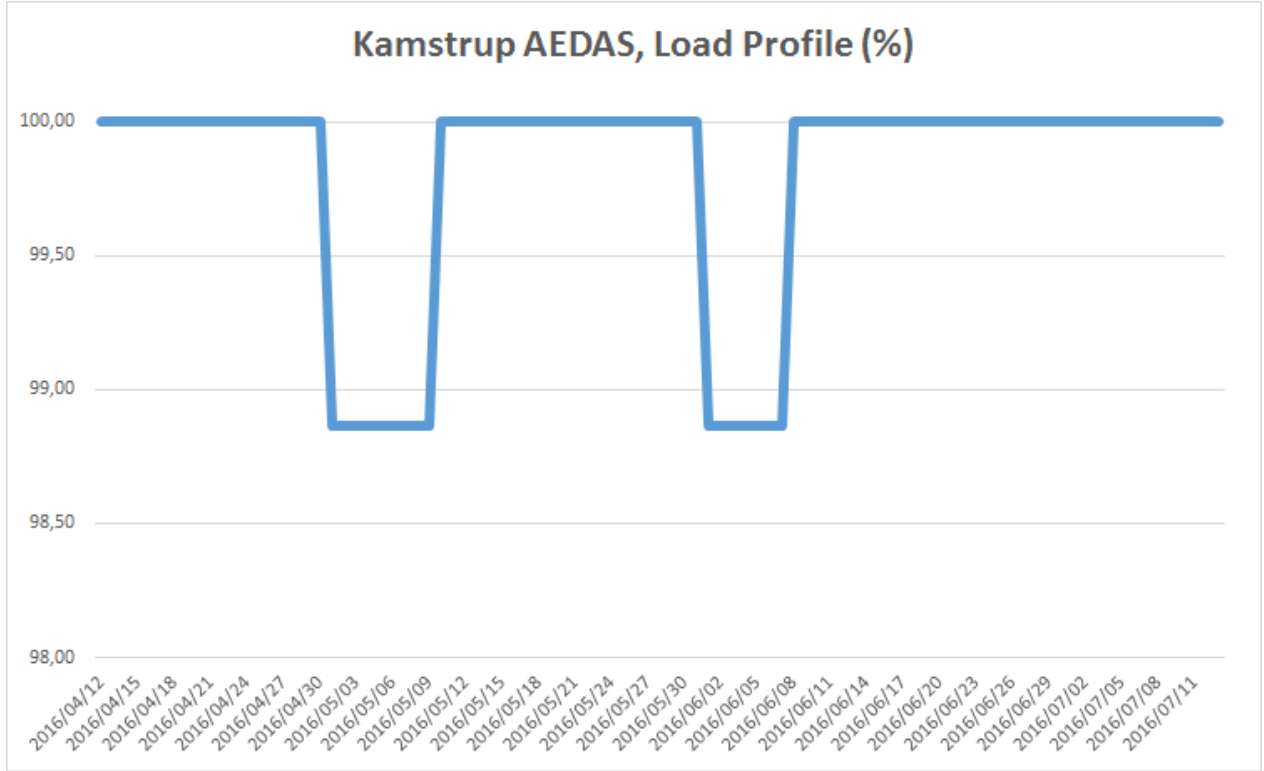
UEDAŞ RF bazlı herhangi bir teknolojiyi test etmemiştir.

10.5.3 AEDAŞ

Kamstrup:



Şekil 76: RF Kamstrup AEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 77: RF Kamstrup AEDAŞ Yük Profili

01/05/2016 ve 01/06/2016 tarihlerindeki iki düşüşün sebebi bir sayacın bağlantısının kopmasıdır.

Luna:

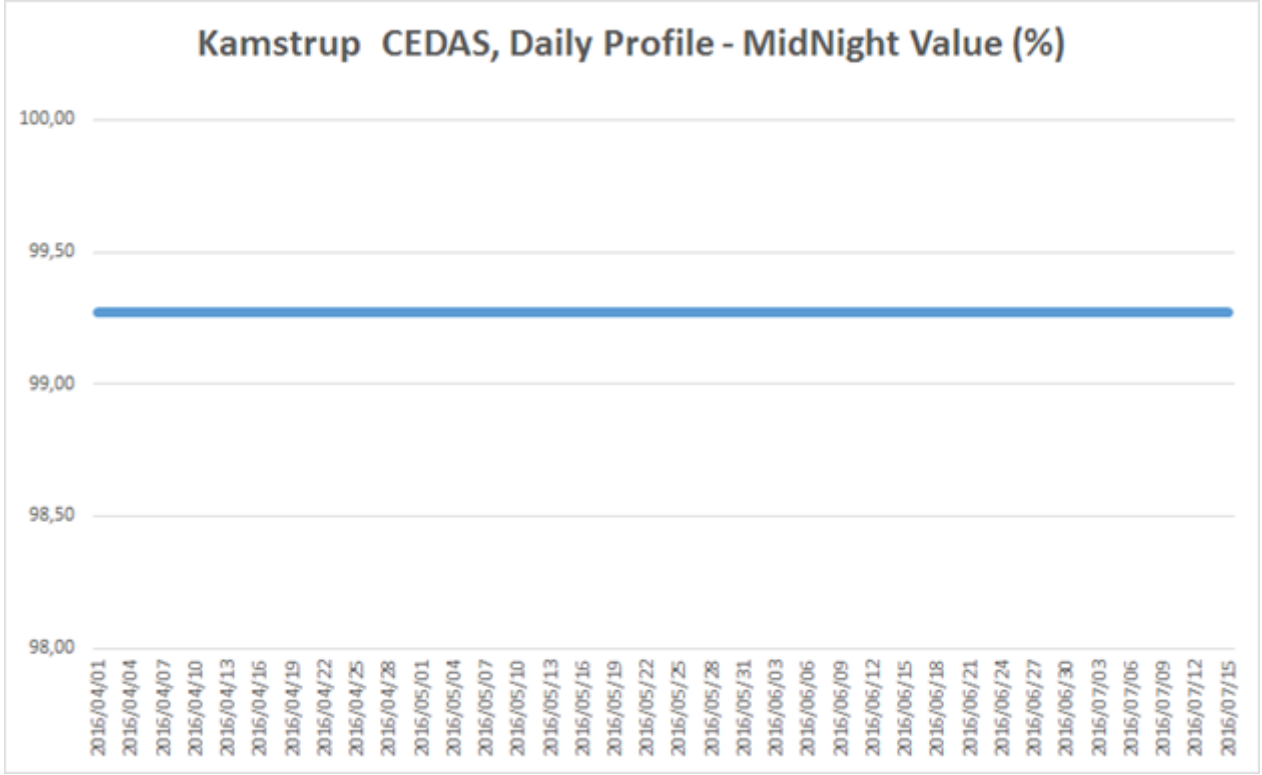
Luna RF sayaçları güvenlik sebepleri dolayısıyla AEDAŞ için test edilememiştir. Luna sayaçlar için bir elektrik çarpma ihrimali mevcuttu ve değişen sayaçlar da zamanında elde edilemedi/yerleştirilemedi.

10.5.4 ÇEDAŞ

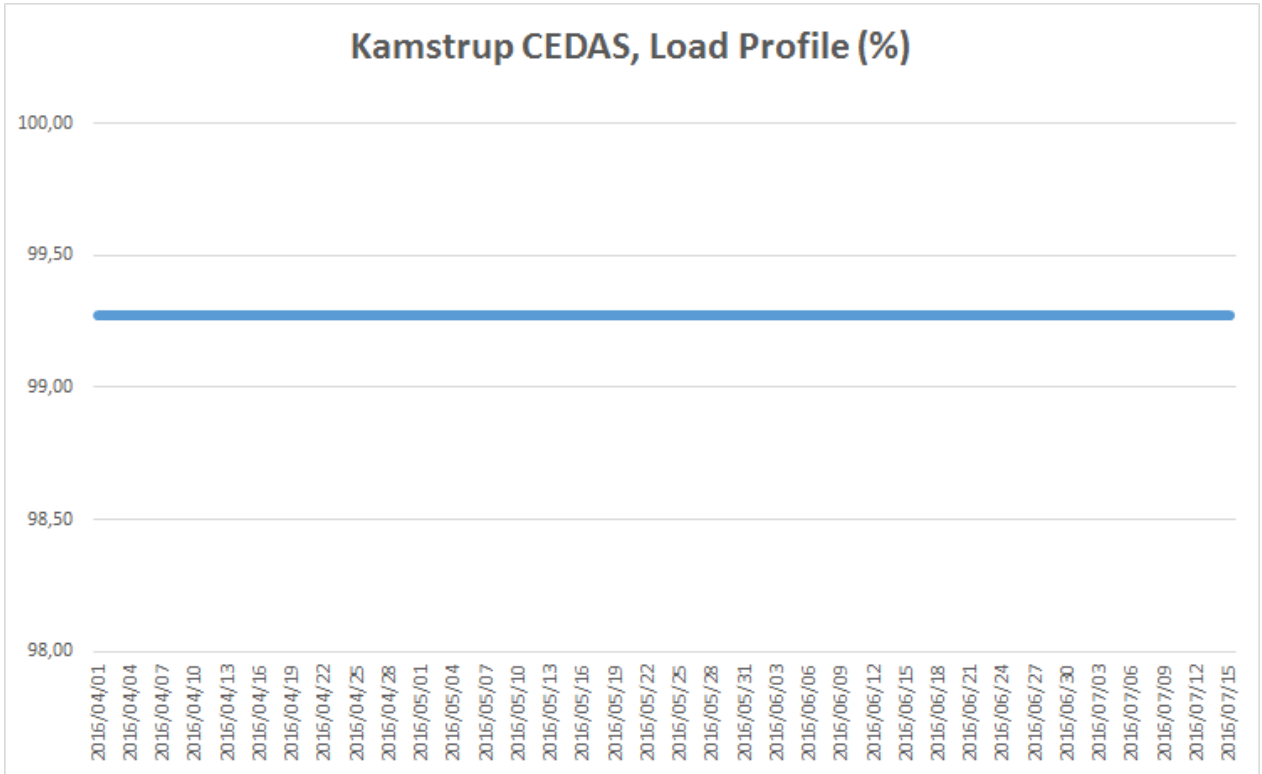
ÇEDAŞ RF kategorisinde Kamstrup, Luna ve Nar/Nik ürünü sayaçları test etti.

Kamstrup:

Bir sayaç çalışmadı ya da açılmadı. Toplamda 138 sayaç yerleştirildi ve bunların 137'si okunabilir durumdaydı, 138 sayaçtan bir tanesi operasyonel sebeplere bağlı olarak çalıştırılmadı.



Şekil 78: RF Kamstup ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma

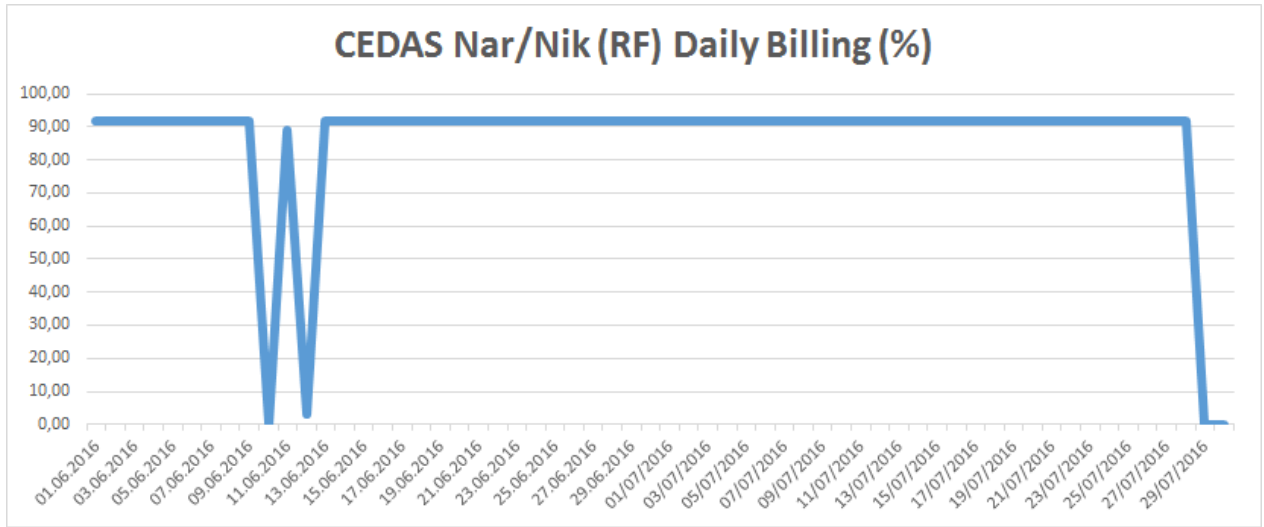


Şekil 79: RF Kamstup ÇEDAŞ Yük Profili

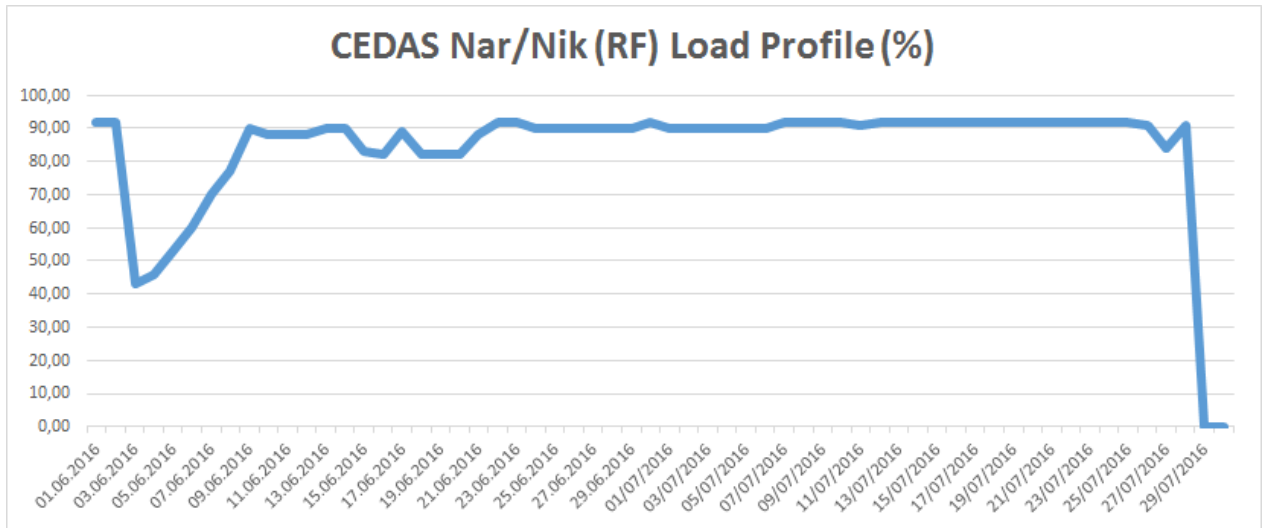
Luna:

Luna RF sayaçları elektrik çarpma durumu tespit edilmeden önce yerleştirildi. Ardından harici antenler çıkartıldı. Luna ÇEDAŞ'tan sistem performansını arttırmak adına sayaçların GSM pozisyonlarıyla ilgili bilgi talep etti ancak bu veri sağlanamadı. Bu sebeple de Luna bu test alanı için bir rapor sunamadı.

Nar:



Şekil 80: RF Nar/Nik ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 81: RF Nar/Nik ÇEDAŞ Yük Profili

RF'in birbiriyle girişkenlik gösterebilmesi sebebiyle bazı sayaçlar okunamadı ve harici antene ihtiyaç duydu. Nar/Nik raporun oluşturulması sırasında bu konu üzerine çalışıyordu ancak rapor süresi içinde teslim edilmedi

10.6 Hibrit

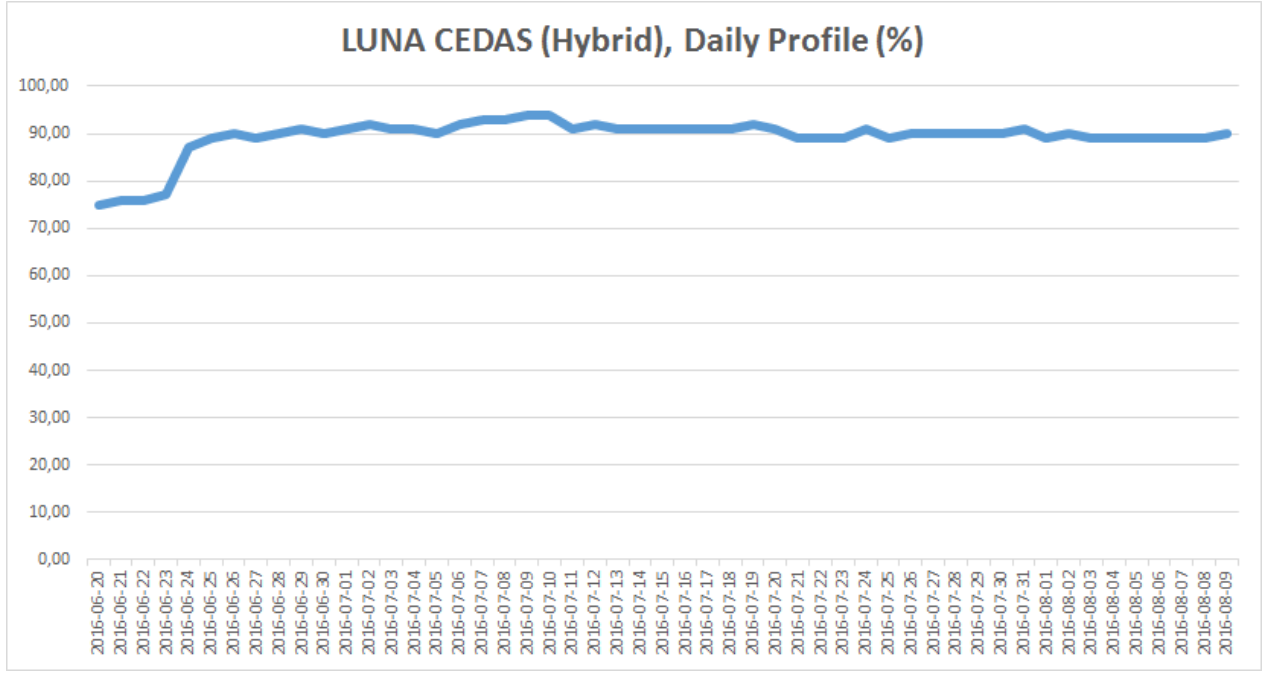
Hibrit Teknolojinin (RF + DCSK PLC) yalnızca AEDAŞ ve ÇEDAŞ'ta uygulanması planlanmıştır.

10.6.1 AEDAŞ

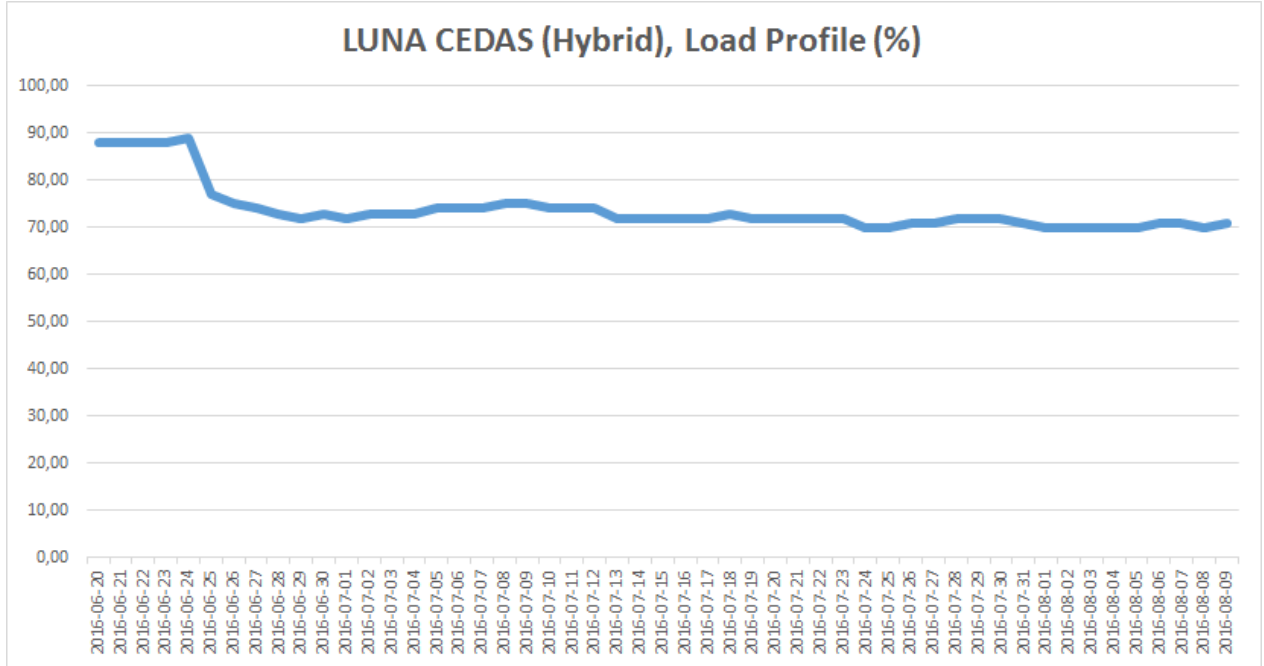
Luna'nın RF özelliği etkinleştirilmiş sayaçlarının elektrik çarpması riskinin doğması sebebiyle, AEDAŞ yerleştirme işini durdurup(Hibrid cihazlar hem PLC hem de RF devrelerine sahiptir) değişim cihazlar talep etmiştir. Yeni(risksiz) sayaçlar kuruma ulaşmıştır ancak zamanında yerleştirilememiştir.

10.6.2 ÇEDAŞ

Luna'nın RF özelliği etkinleştirilmiş sayaçlarının elektrik çarpması riskinin doğması sebebiyle (Hibrid cihazlar hem PLC hem de RF devrelerine sahiptir) harici antenler sökülmüştür.



Şekil 82: Hibrid Luna ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 83: Hibrid Luna ÇEDAŞ Yük Profili

11 FAYDA / MALİYET ANALİZİ

11.1 Değerlendirme Çerçevesi

Bu bölüm akıllı sayaç altyapısının dört şirketin “dağıtım bölgesi” içerisinde başlamasını müteakip ilgili uygulamanın nasıl yapıldığının DNV GL tarafından değerlendirilmesini derinlemesine ele almaktadır. Bu ele alma işlemi değerlendirme çerçevesinin genel bileşenlerinin tanımlanmasını, olası etkilerin gözden geçirilmesi ve tanımlanmasını(maliyet ve fayda), giriş verileri hakkındaki kritik varsayımların açıklanması ve bunların hakkında yapılacak tartışmaları ve yüksek seviyeli bir Fayda Maliyet Analizinin uygulanabilmesi için gerekli olan modellemeleri ve senaryoları kapsamaktadır. Önerilen varsayımlar ve senaryolar aşağıdaki unsurlar baz alınarak oluşturulmuştur:

- Dağıtım şirketlerinden alınan bilgi ve veriler (Anket),
- Türkiye’deki kamuya açık kaynaklar,
- DNV GL tarafından daha önce uygulanan değerlendirme ve projelerden gelen tecrübe.

Bunlara ek olarak DNV GL CBA sonuçlarını da sunacak ve açıklayacaktır, bu sunumun içerisine duyarlılık analizi hakkında bir tartışma da dahil olacaktır(kritik giriş parametrelerinin CBA sonuçları üzerindeki etkilerinin saptanması).

Fayda maliyet analizi yatırım kararlarının verilmesi sırasında çok sıklıkla uygulanan bir teknik olup, bir yatırım projesi boyunca ilgili şirketin elde edeceği gelir ve faydalarla birlikte projenin hayat döngüsü süresince doğuracağı maliyetleri açık bir biçimde ortaya koyan bir analizdir. CBA, işler herhangi bir aksamaksızın yürürken akıllı sayaç altyapısının(SMI) farklı uygulamalarının yaratacağı faydaların birbirleriyle karşılaştırılmasına olanak verecektir.

Direkt maliyetler yatırım, montaj ve sistem bileşenlerinin(sayaç, DC, ekipman, router, MDM, vs.) çalışma ömürleri boyunca yol açtığı bakım maliyetlerini içerecektir. Bir akıllı sayaç altyapısının sağlayacağı genel faydalar da artan gelirler, azalan maliyetler ve mühendislik çalışmalarındaki iş yükünün azalması olarak karşımıza çıkmaktadır.

Her bir alteratif/senaryoya(ALT) ait net faydaların ya da net maliyetlerin hesaplanması hususunda beklenen uygulama periyodu süresince karşımıza çıkan fayda ve maliyetler göz önünde bulundurulacaktır. İşbu maliyetler ve faydaların değerleri Net Şimdiki Değer(NPV) ve

İçsel Getiri Oranı(IRR) gibi dinamik yatırım değerlendirme yöntemleri kullanılarak şimdiki değer haline getirilecektir. Mutlak NPV değeri akıllı sayaçların dağıtım şirketi bölgelerinde kullanılmaya başlanmasının, giriş parametreleri için en olumlu olasılığın göze alınması durumunda işe genel bağlamda bir karlılık getirip getirmeyeceğini ortaya koyacaktır. IRR hesaplaması genel olarak bir yatırımın ya da projenin çekiciliğini belirlemek için kullanılır. Bir projenin IRR değeri arttıkça o projenin uygulanması daha da çekici bir hal alacaktır. Bütün projelerin aynı seviyede başlangıç yatırımı gerektirdiğini varsayarsak, IRR değeri en yüksek olan proje ilk olarak yapılması gereken ve en iyi proje olacaktır.

Sonuçlara ait bir duyarlılık analizi; tayin edilen her bir girdi parametresinin yol açabileceği mantıklı olarak beklenebilecek olan minimum ve maksimum değerleri baz alarak yapılmalıdır.

Bu yüksek seviyeli CBA'nın bütün şekilleri gösteremeyeceğini ya da analiz edemeyeceğini belirtmek bu noktada son derece önemlidir. Buna ek olarak analizin görece kısa bir süreç olan 15 yıl için kısıtlı şartlar ve özelliklerle yapıldığını yine belirtmeliyiz. 15 yıl olarak belirlenen bu görece kısa süre, yatırımın gidişatının görülebilmesi açısından oldukça önemli bir etmen olacaktır, ancak geleneksel olarak bir yatırımın hayat döngüsünün 25 yıl olması sebebiyle bu süre kısa bir süre olarak da nitelendirilebilir.

11.2 Akıllı Sayaçların Olası Etkileri

Akıllı sayaç altyapısının işletilmeye başlamasıyla alakalı belirgin maliyetler; seçilen sistem bileşenlerinin satın alım, montaj, operasyon(sayaç okuma, sayaç açma/kapama) maliyetleri, kayıp-kaçak elektrik maliyeti ve oluşabilecek elektrik kesintilerinin maliyetleri olarak karşımıza çıkacaktır. Akıllı sayaç sistemiyle özdeşleştirilen genel faydalar ise; sayaç okuma maliyetlerinin yok olması, kayıp-kaçak elektrik miktarının azalması, bir müşterinin hizmetinin duraklatılmasının kolaylaşması, otomatik hesaplamalar ve daha iyi raporlamalar sayesinde mühendislik ve planlama süreçlerinin optimize edilmesi olarak karşımıza çıkacaktır. Aşağıdaki alt bölümler DNV GL tarafından CBA'nın içerisinde hesaplanan farklı maliyet ve faydaları açıklamaktadır.

Bir akıllı sayaç altyapısının uygulamaya geçirilmesinin getireceği fayda ve maliyetler elbette uygulanan sistem bileşenlerinin teknik özelliklerine de bağlıdır, geniş skalada fonksiyonlara erişim sunan daha gelişmiş sistemler yüksek seviyede fayda sağlayacağı gibi bu sistemlerin fiyatları da basit bir akıllı sayaç sisteminin fiyatlarından elbette daha fazla olacaktır.

Tablo 9: Akıllı sayaç altyapısının sağlayacağı faydalar

Uygulama	İşlevselliğin Açıklanması	Faydalar
Uzaktan Yeniden Bağlanma Otomasyonu	Bugün, sayaçların yeniden bağlanması ve bağlantı kesintisi sayacın bulunduğu alanda bir sayaç teknisyeni ya da elektrik hattı teknisyeni tarafından yapılıyor. Akıllı sayaçlarda bulunan uzaktan açma/kapama tuşu, bağlantıyla alakalı bütün hizmetlerin güvenli bir şekilde uzaktan yönetilmesini sağlar.	Bu fayda ödemesi yapılmayan hatların elektriğinin kesilmesi/açılması için elle yapılacak olan müdahale gerekliliğini azaltır bu sebeple de ilgili şahsın kullandığı araç maliyeti de azalır.
Sayaç Okuma Otomasyonu	Bir akıllı sayaç altyapısının uygulanması Dağıtım Şirketine mevcut sayaç verilerinin tespitinde kolaylık sağlar ve sarf edilen lojistik eforu azaltır.	Bu fayda manuel sayaç okuma hizmetlerinde bir azalma sağlayacaktır ve bu durum altyapı ve sera gazı salınım maliyetleri gibi maliyetleri azaltacaktır.
Dağıtım Varlıklarının Optimizasyonu	Dağıtım sisteminin büyütülmesiyle alakalı yatırım harcamaları; yük artışı, güvenilirlikte gelişme, müşteri bağlantıları ve istasyon genişlemesini kapsar.	Akıllı Sayaç kullanımı varlık ve sistem performans verilerinin ve bilgilerinin daha rahat bir şekilde ulaşılabilir olmasını sağlar.
Kesintilerin Yönetimindeki Verimlilikler	Akıllı sayaçlar otomatik kesinti bildirimleri, kesinti lokasyon bilgisi gibi bilgiler sağlayacak olup, elektrik geri döndüğünde de duruma dair bildirim gönderecektir.	Akıllı sayaç programı ile alakalı faydalar; kesintilerin giderilmesi için süre artışı, yanlış kesinti ihbarları için bölge ziyaretlerinde azalmalar, iç kısımdan kaynaklanan kesintilerin hızlıca tespit ve tedavisi ve artan müşteri memnuniyeti gibi noktaları kapsamaktadır. Müşter hizmetleri aramalarında

Uygulama	İşlevselliğin Açıklanması	Faydalar
Çağrı Merkezi ve Faturalandırma	Akıllı sayaçlar sayesinde müşteriler tarafından gerçekleştirilen tahmini fatura bilgisi ve sayaç okuma erişim ayarlamaları gibi konuları kapsayan müşteri hizmetleri aramaları azalacaktır. Ayrıca, çağrı merkezi çalışanları da sayaç okumaları, faturalandırma, ödemeler ve enerji tasarrufu gibi konularda müşterilerin sorularını cevaplayabilmek adına çok daha fazla bilgi sahibi olacaktır.	azalma Çağrı merkezi maliyetlerinin azalması.
Kayıp-Kaçak Tespiti	Kayıp kaçak tespit çözümü, kayıp ve kaçağın nerede vuku bulduğunun hızlıca tespit edilebilmesi için dağıtım sisteminde yapılan ölçüm, iş analizleri ve geliştirilmiş bir topoloji modelini içermektedir. Bu arttırılmış otomasyon dağıtım Şirketlerindeki kaçakların tespiti için kamudan gelecek ihbarları baz alma prensibinden, sistem tarafından şüpheli aktivitelerin tespiti prensibine yöneltecektir.	Enerji ve kapasite korumasının doğurduğu faydalar; kaçak kullanımın engellenmesi yoluyla elde edilen ek gelir, çalınan enerjinin ve yapılan soruşturmanın maliyetlerinin ilgili kişiye fatura edilmesi. Akıllı sayaçlar ayrıca yetkisiz biri tarafından elle müdahaleye maruz kalması durumunda dağıtım şirketlerini haberdar edecek bir alarm mekanizmasına sahiptir.

Tablo 8’de faydalar sayısal bir şekilde gösterilmemiştir. Yukarıdaki tablo akıllı sayaç altyapısının faaliyete geçirilmesinin olası fayda ve maliyetlerini ana hatlarıyla listelemektedir. CBA çerçevesinde DNV GL aşağıdaki maliyet ve fayda kalemlerinin finansal etkisini sayısal bir hale dönüştürmüştür:

Tablo 10: Temel olası maliyet ve fayda kalemleri

Maliyetler	Fayda/maliyetin nicelleştirilmesi	Kalem
Yatırıma dair satın almaların yapılması ve elektrik sayaçlarının takılması	Altyapıya yapılan yatırımlar	CB1
Yatırım altyapısı (komünikasyon)		CB2
Faydalar		
Sayaç okuma maliyetinin azaltılması	Akıllı sayaçla yapılan tasarruflar Güç kesintilerinin sayısının ve süresinin azalması	CB3
Çağrı merkezi maliyetinin azaltılması		CB4
Kayıp-Kaçak elektriğin kontrol altına alınması		CB5
Fatura ödemeyen hatların kontrol altına alınması		CB6
Elektrik kesintilerinin kontrol altına alınması		CB7
Hakedişler (Yalnızca ortalama hesaplamaları için)	Akıllı sayaç sistemi uygulamaya girdiğinde hak edişlerde meydana gelecek değişikliklerin hesaplanması	CB8

Bu CBA’da üzerinde çalışılan her bir alternatif için yalnızca CB1 ve CB2 kalemlerinin maliyeti ve faydası değişiklik gösterecek olup, CB2’deki değişiklikler daha da detaylandırılacaktır. CB8 fayda maliyet kalemi yalnızca Alternatif Ortalama(ALT Average) hesaplamasında kullanılmıştır.

Hesaplamalar açısından bakacak olursak; akıllı sayaç altyapısı devreye sokulduğunda sayaç okuma maliyetlerinin düşeceğini söyleyebiliriz. Sayaç okuma maliyetlerindeki değişiklikler, manuel sayaç okuma ve otomatik sayaç okuma metodları karşılaştırılarak verilmiştir. Sayaç okuma maliyetleri, daha sonra irdelenecek olan beş farklı alternatifte kullanılan değişik teknolojilerden bağımsız olarak azalmaktadır.

Ayrıca çağrı merkezi maliyetlerinde de düşüş beklenmektedir. DNV GL bu rakamın düşmesini sağlayacak şeyin yanlış ölçümlerden şikayetçi olan müşterilerin şikayetlerinin azalacak olması olduğunu varsayıyor.

11.3 Girilen Verilerinin Tanımı ve Önerilen Modelleme Varsayımı

Maliyet ve fayda analizinde kullanılacak olan girdi verilerinin seçilmesi ve tanımlanması ve bu maliyet ve faydaların gelecekteki gelişimi CBA'nın sonucunu önceden belirleyebilir. Bu sebeple veri seçilimi ve tanımlama süreçler esnasında herhangi bir önyargının bulunmaması, belirli bir akıllı sayaç altyapısı sistemine karşı oluşabilecek yanlış bir yatkınlığın engellenmesi açısından oldukça ciddi bir önem arz etmektedir.

Belirli bazı değerlerde ve girdi parametrelerinin gelecekte yaşayacağı gelişmelerde kullanılan varsayımlar bazı maliyet ve faydaların gelecekteki oluşma ihtimalini ve bu ihtimalin kapsamını belirleyecektir. Dahası model parametrelerine dair varsayımlar, modelleme periyodunun detayları ve şimdiki değer hesaplanmasında kullanılan enflasyon oranı dahil olmak üzere, CBA'nın sonucuna çok ciddi bir şekilde etki edecek oldukça önemli parametrelerdir.

Bir CBA çerçevesinden akıllı sayaç altyapılarının uygulanması senaryolarını değerlendirirken, özellikle aşağıdaki alanlarda tanımlamalar ve varsayımlar yapılmak durumundadır:

1. 4 Dağıtım Şirketi tarafından sağlanan maliyet verileri
2. Akıllı sayaçlarla alakalı maliyetler ve bu maliyetlerin gelecekteki gelişimi
3. Kullanılacak ürünlerin teknik ve ekonomik ömürleri
4. Model parametrelerinde kullanılan varsayımlar
5. Senaryolar.

11.3.1 Dağıtım şirketleri tarafından sağlanan maliyet verileri

Bütün fiyatlar mevcut kur kullanılarak ulusal para birimi olan Türk Lirasına(TL) çevirilmiştir.⁷ Verilerin ve şekillerin geneli Dağıtım şirketleri tarafından (bu durumda 4 dağıtım şirketi) doldurulmuş olan anketlere verilen cevaplardan elde edilmiştir, ancak bütün veri kalemleri her katılımcı tarafından doldurulmamıştır ve bu sebeple bazı veriler eksik ya da tutarsız olabilir. dağıtım şirketi tarafından farklı bölgeler için gönderilen cevaplar ve şekiller belirli değerlendirmelere tabi tutulacak ve bunun sonucunda 4 dağıtım şirketinin tamamını analiz eden genel bir figür ortaya konacaktır. Eğer diğer bütün Dağıtım şirketleri tarafından

⁷ 2016-06-22'den itibaren kur fiyatı, 1 Euro = 3,2768 TL / 1 US Dollar = 2,8725 TL. (kaynak: https://www.db-markets.com/#fx_rates/db_settlementrates)

cevabı verilmiş bir soruya cevap verilmemişse, diğer Dağıtım şirketleri ın ortalaması 4 dağıtım şirketi için kullanılacaktır. Bu noktada, bu analizin geleceğin teknolojilerine odaklanılabilmesi adına yüksek seviyeli bir CBA olduğunu belirtmek isteriz. S-FSK ve DCSK teknolojileri bu CBA çalışması kapsamında alternatif olarak değerlendirilmemiştir. Temel değerler Tablo 32’de listelenmiştir.

Table 11: Değerlendirmede kullanılan ortalama maliyet ve fiyatlar

Veri	Değer
4 Dağıtım şirketi bölgesindeki takılı olan sayaç sayısı	9.426.989
Eski sayaçların maliyeti	1 ph 19,54 TL 3ph 43,05 TL 3ph kombi 82,10 TL
Sayaç başına kurulum maliyeti (rapordaki tüm “yerleştirme” ifadeleri “kurulum” olarak düzeltilmeli	19,57 TL
Akıllı sayaç yerleştirme maliyeti (Proje başlangıcından itibaren ilk dört yıl)⁸	19.57 TL + 20%
Eski sistemin yıllık bakım maliyeti	500.972 TL
İndirim yüzdesi	15%
Teknik ömürWACC	7,97%
Ortalama enflasyon oranı (Ekipman)	5 %
Ortalama enflasyon oranı (Maaşlar)	6 %
Yeni bağlantıların yıllık büyüme oranı	2,7 %

⁸ İlk dört yıl boyunca kurulan akıllı sayaçların maliyeti eski fiyattan %20 daha pahalı olacaktır.

Veri	Değer
Elektrik fiyatı (TL/kWh)	0,2205
Elektrik fiyatının yıllık artış oranı	2,20%
Ortalama DC yerleştirme maliyeti ⁹	1.400,05
Ortalama DC satın alma maliyeti ¹⁰	2.004,90
Trafo sayısı	62210
Router satın alma maliyeti ¹¹	196,61 TL
DC ekipmanı satın alma maliyeti (indirimli)	204,00 TL
Sayaçlar için ekstra olarak satın alınan ekipmanların maliyeti (indirimli)	204,00 TL
Her bir sayacın okunması için maaş maliyeti (4 DAĞITIM ŞİRKETİ ortalaması 2016)	6,79 TL
Sayaç başı sayaç yerleştirme maaş maliyeti	21,00 TL
Eski sayaçlarla alakalı hizmet satın alımı	1- ph 20,22 TL
Eski sayaçlarda açma kapama maliyeti ¹²	22,30 TL
Akıllı MDM satın alım maliyeti	7.691.118,75 TL
Mevcut MDM bakım maliyeti	4.590.000,00 TL
Danışmanlık maliyeti(Sistem entegrasyonu)	278.528,00 TL
Ortalama sayaç okuma maliyeti	2,28 TL

⁹ Ortalama kurulum maliyeti Dağıtım Şirketleri tarafından ankete verilen cevaplardan elde edilmiştir(AEDAŞ ve BEDAŞ)

¹⁰ Ortalama DC satın alma maliyeti ihale sürecinde kullanılan şekillerden elde edilmiştir ve %15'lik indirim oranına tabi tutulmuştur.

¹¹ Router için ortalama fiyat DNV GL'nin kendi tecrübeleri baz alınarak hesaplanmıştır. Bir Router'in fiyatı 60 EURO'dur.

¹² Kaynak: BEDAŞ'ın verdiği cevaplar

Veri	Değer
Çağrı merkezi maliyeti	800.000 TL
Akıllı sayaç satın alımı (ortalama)	274,18 TL

11.3.2 İlgili maliyetler ve bunların gelecekteki gelişimi

Gelecekteki masraflar ve fiyatlar projenin değerlendirilmesi hususunda ciddi bir öneme sahip olacaktır. Yukarıda bahsi geçen kalemlerle alakalı bütün maliyetler ya da ödemeler enflasyon oranında büyümeye tabi tutulacaktır. Bu oran Dünya Bankası tarafından yayınlanan verilere bağlı olarak kullanılacaktır. Ayrıca Tablo 33'te gösterilen değerler son 7 yıldaki enflasyon ortalamalarıdır (2009-2015). İlgili ve kullanılan enflasyon faktörü, ekipmanlar için %5, maaşlar için %6 olarak belirlenmiştir çünkü akıllı sayaçların, veri yoğunlaştırıcıların, ekipmanların ve maaşların yıllık fiyat artışı birbirleriyle aynı seviyede olmayacaktır. Enflasyon faktörünün yarattığı etki duyarlılık analizinde hesaplanacaktır.

Tablo 12 Fiyat endeksleri ve değerlendirmede kullanılan yıllık artışlar

Fiyat endeksi	Yıllık enflasyon oranı (%)
Enflasyon oranı (2009-2015 yılları arasındaki ortalama değer) ¹³	6,9%

Ortaya konan modelin basitliğini korumak adına DNV GL elektrik talebindeki, dağıtım ve iletim ücretlerindeki varyasyonu hesaba katmadı ve bütün bunları basitleştirerek hesaplamalarda belirlenen yıllık enflasyon oranını kullandı.

11.3.3 Teknik ömür

Akıllı Sayaç Altyapı sisteminin kurulması ile alakalı ekipmanların teknik ömrü ile alakalı hesaplar yaparken DNV GL hesaplamalarını 10 yıllık teknik ömür üzerinden yürütmektedir. Bu süre ayrıca bir sayacın yeniden kalibre edilmesi gerekliliğinin Türk yasalarına göre hasıl

¹³ Kaynak: Dünya Bankası (21.07.2016; <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.DEFL.KD.ZG?locations=TR>)

olduğu süredir ve dağıtım şirketlerinde uygulanan teamüllere göre bu noktadan sonra sayaçların değiştirilmesi gerekir.

11.3.4 Model parametrelerinde yapılan varsayımlar

Tablo 34'te Fayda Maliyet değerlendirmesinde kullanılan model parametrelerine ait temel varsayımların listesini görebilirsiniz.

Tablo 13 Model parametrelerinde yapılan temel varsayımlar

Model parametresi	Varsayım
Ortalama yeniden monte etme oranı	10%
Akıllı sayaçların kullanımıyla engellenen kaçak kullanım	25%
Akıllı sayaçlar sayesinde oluşan tasarruf	50%
Teknik ömür	10 yıl
Ekonomik ömür	10 yıl
Yenileme çalışmalarının başlangıç tarihi	2018
Yenileme çalışmalarının bitiş tarihi	2032
Baz yıl (Şimdiki değer hesabı için)	2016
Yıl içerisindeki okuma aralığı sayısı	12
Kaçak oranı	2,10%
Teknik enerji kaybı	7,50%
Yeniden yerleştirme oranı	10,00%
Kapatma/açma oranı	8,20%
Ortalama ödenmeyen fatura(ay)	1,5
Yıllık elektrik tüketiminin ödenmeyen kısmı	13%

Akıllı sayaçlarla yapılan ölçümlerde ortaya çıkan parametre kayıtları Dağıtım şirketinin akıllı sayaç uygulamasına başlamasıyla birlikte kaçak kullanılan elektriğin %50'sini engelleyebileceğini ortaya koymaktadır. Bu DNV GL'ni tecrübelerine bağlı olarak yapılan oldukça ayağı yere basan bir varsayım. Akıllı sayaç sayesinde kaçak elektrikten yapılan tasarruf parametresi Dağıtım şirketinin kayıp paranın tamamını durumu kanıtlayarak belirli resmi başvurularda bulunmadan kolaylıkla tahsil edemeyeceğini tasvir etmek için kullanılmıştır. Bu paraların %25'inin geri alınabileceği hesaplanmıştır. DNV GL bu varsayımsal değeri diğer projelerde de kullanmaktadır.

11.4 Senaryolar

Ekonomik bir Fayda Maliyet analizi yalnızca belirli bir uygulama senaryosunun olası sonuçlarını ölçmekle sınırlı kalmamalı, farklı senaryoları net faydaları çerçevesinde karşılaştırmalıdır. Senaryolar seçilmiş bir çeşit Akıllı Sayaç Altyapısı kurmanın mevcut Statükoyla(Yani bir Akıllı Sayaç Altyapısı kurmayıp mevcut sayaç altyapısının korunarak devam edilmesi) karşılaştırıldığında sağlayacağı marjinal faydayı ölçmelidir. Ancak CBA uygulamasında mevcut durumun hep bugünkü şekilde kalacağını hesaplamak yanlış bir yaklaşım olacağından statüko senaryosundaki girdi parametrelerine de gelecekte oluşabilecek gelişmelere dair eklemeler yapılmalıdır.

Bu bölümde akıllı sayaç uygulamasının yapılması hususunda iki senaryoyu tanımladık, ikinci senaryoda beş farklı alternatif bulunurken ilk senaryo ise mevcut durumun korunması üzerine tanımlanıyor. İkinci senaryonun beşe ayrılma sebebi ise akıllı sayaç sisteminin dört farklı teknolojiye bağlı olarak kurulabileceği ihtimaller, ikinci senaryonun beşinci alternatifi ise bütün teknolojilerin ortalaması olarak karşımıza çıkıyor.

Senaryolar aşağıdaki gibidir:

- 1 **Senaryo 1 Şu anda sürmekte olan modelin devamı (BaU):** Operasyonlarda şu anki sistem kullanılır ve herhangi bir değişiklik yapılmaz, sistem aşına olunan şekliyle çalışmaya devam eder. Bu opsiyonda 8.2 bölümünde belirtilen akıllı sayaç altyapısı kurmanın getireceği faydalar bulunmaz.

Bu senaryo diğer opsiyonların karşılaştırılabilmesi adına baz olarak alınmıştır. Çeşitli alternatiflerin hesaplanması sırasında şu anda sürmekte olan modelin devamı durumu uygulanan yeni teknolojilerle karşılaştırılır. 2016 ve 2017 yılına ait maliyetler gözardı edilecektir. Bu senaryo bağımsız olarak tanımlanmamıştır.

- 2 **Senaryo 2, Alternatif 1 (ALT) BPL:** Eski sayaç sistemi BPL sayaç özelliklerine sahip yeni bir akıllı sayaç altyapısıyla değiştirilir.¹⁴
- 3 **Senaryo 2, ALT 2 OFDM:** Eski sayaç sistemi OFDM sayaç özelliklerine sahip yeni bir akıllı sayaç altyapısıyla değiştirilir.¹⁵
- 4 **Senaryo 2, ALT 3 RF:** Eski sayaç sistemi RF sayaç özelliklerine sahip yeni bir akıllı sayaç altyapısıyla değiştirilir.¹⁶
- 5 **Senaryo 2, ALT 4 Hibrid:** Eski sayaç sistemi BPL sayaç özelliklerine sahip yeni bir akıllı sayaç altyapısıyla değiştirilir.¹⁷
- 6 **Senaryo 2, ALT 5 Ortalama:** Eski sayaç sistemi, fiyatı ilgili donanım ve kurulum maliyetlerinin ortalaması olan bir fiyatla yeni bir akıllı sayaç altyapısıyla değiştirilir. Bu alternatifin sunmak istediği asıl şey yeni ve eski sayaç altyapılarının arasındaki hakediş ödemesi farklılıklarını ortaya koymaktır. Bu referans alternatifte bütün fiyatlar ve şekiller ortalama alınarak bulunmuştur.

Bu referans alternatifte çeşitli parametrelerle alakalı duyarlılık analizleri yapılmıştır.

Hesaplamalar, senaryoların 2018 yılının başında yürürlüğe girip 2030 yılının sonunda tamamlanması varsayımı üzerine yapılmıştır. Yeni altyapının sunulması üç adım ile modellenmiştir:

Adım 1: 2018-2020 yılları arasında Endüstriyel/ticari müşterilerin 50 %'si

Adım 2: 2021-2025 yılları arasında Endüstriyel/ticari müşterilerin 50 %'si ve mesken müşterilerinin %60'ı

Adım 3: 2026-2030 mesken müşterilerinin %40'ı.

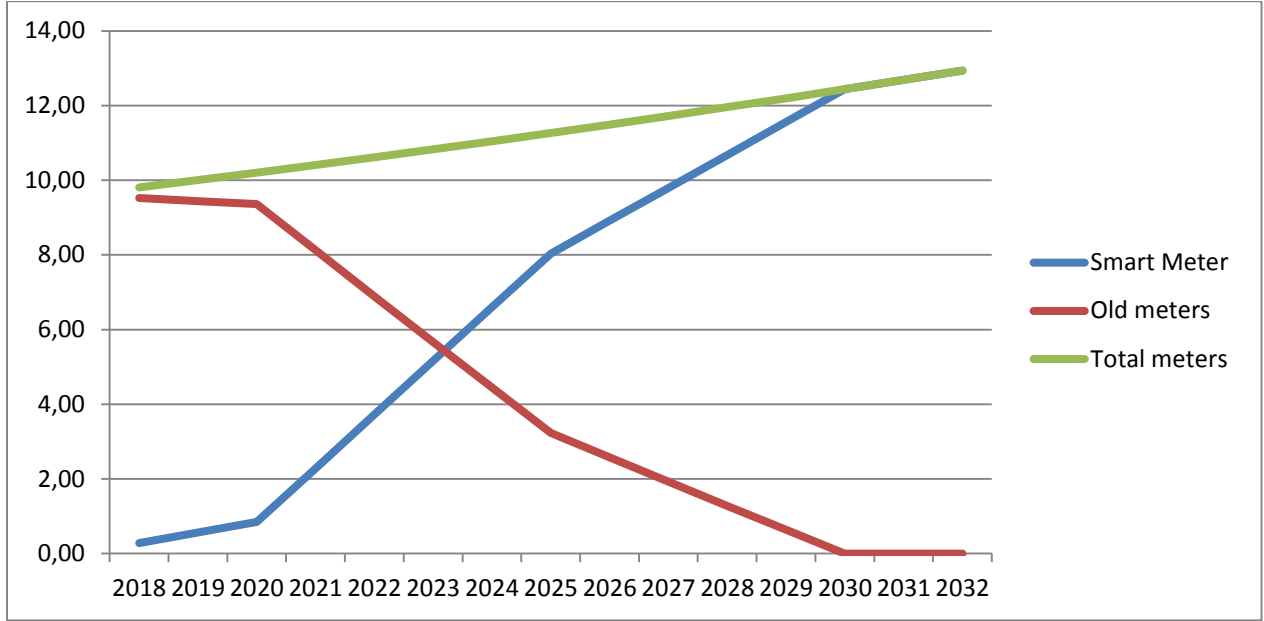
Ayrıca parçaların 10 yıllık ömrü göz önüne alındığında akıllı sayaçların ve DC'lerin değişimine 2029 yılından itibaren başlanması ciddi bir önem arz etmektedir.

¹⁴ Çeşitli teknolojiler bölüm 4.2'de anlatılmıştır.

¹⁵ cf. ibid, bölüm 4.2

¹⁶ cf. ibid, bölüm 4.2

¹⁷ cf. ibid, bölüm 4.2



Şekil 84: Sayaçların sayısındaki gelişim yatkınlığı

Şekil 35 4 DAĞITIM ŞİRKETİ bölgesinde beklenen sayaç artış trendini açıklamaktadır. Toplamda 15,04 milyon sayaç 2032 yılı itibariyle değiştirilmiş olacaktır, bağlantı sayıları ciddi bir biçimde artarak 14 milyona ulaşacak ve bütün eski sayaçlar yeni akıllı sayaçlarla değiştirilecektir.

Bütün alternatiflerde akıllı sayaç altyapısı ve bu altyapıdan doğan basit işlevsellikler mevcuttur, dolayısıyla akıllı sayaç altyapılarının yerleştirilmesinden doğan faydalar burada göz ardı edilmiş olup sadece akıllı sayaç altyapısının yerleştirilmesinden doğan tasarruflarla alakalı faydalar farklı akıllı sayaç altyapı yatırımları arasında karşılaştırılmıştır.

Her bir alternatif için donanım, yazılım ve kurulum hizmetlerinin maliyeti hesaplanacaktır. Bu fiyatlar tedarikçinin teklifi ve DNV GL'nin geçmiş tecrübeleri baz alınarak tahmin edilmiştir. Bu maliyetlerin öngörülen maliyetler olduğu göz önünde bulundurulmalı ve herhangi bir spesifik ihalenin tanımlanmadığının altı çizilmelidir.

Bu bağlamda, toplam maliyetler aşağıdaki kalemlerin toplamı sonucu elde edilmiştir. Bu durumda aşağıdaki kalemler listelenmiştir. Ortaya çıkan faydaların belirlenebilmesi açısından aşağıdaki kalemler ayrıca karşılaştırılacaktır:

- Eski sayaçların yeniden kurulum maliyeti,
- Eski sayaçların yeniden kurulum satın alma maliyeti,

- c) Sistemi eski sayaçlarla sürdürmenin maliyeti,
- d) Eski sayaçlarda açma kapama maliyeti
- e) Sayaç okuma maliyeti
- f) Çağrı merkezi maliyeti
- g) Kayıp-kaçak maliyeti
- h) Elektrik kesintilerinin maliyeti
- i) Eski sistem için ödenen ücretler???

Fayda Maliyet analizinin kalemleri farklı değer kullanılmasıyla hesaplanan maliyet faktörlerinin göz önüne alınması ile hesaplanmaktadır.

Tablo 14: CB1 maliyet kalemleri

CB 1	Yatırım satınalma ve elektrik sayaçlarının yerleştirilmesi
	Eski sayaçların ticari alanlara yeniden yerleştirilme maliyeti
	Eski sayaçların kentsel bölgelerdeki meskenlere yeniden yerleştirilme maliyeti
	Eski sayaçların kırsal bölgelerdeki meskenlere yeniden yerleştirilme maliyeti
	Eski sayaçların yerleştirilmek üzere satın alma maliyeti

Tablo 15: CB2 maliyet kalemleri

CB2	Altyapı Yatırımı
	Eski sayaçlar için mevcut sistemin bakım maliyeti

Tablo 16. CB3 maliyet kalemleri

CB 3	Sayaç okuma maliyeti
	Kentsel bölgede sayaç okuma maliyeti(u)
	Kırsal bölgede sayaç okuma maliyeti(r)
	Ticari bölgede sayaç okuma maliyeti(c)

Hesaplamalara baz teşkil etmesi açısından akıllı sayaç altyapısının kurulmasının sayaç okuma maliyetlerini azaltacağı beklenmektedir. Sayaç okuma maliyetlerindeki farklılıklar manuel ve otomatik sayaç okuma metodlarına göre verilmiştir. Azalan sayaç okuma maliyetleri farklı teknolojilerden bağımsız bir durumdadır ve bu durum beş farklı alternatif kapsamında araştırılacaktır.

Okuma maliyetlerinin hesaplanmasında; bir sayacın yılda 12 kez okunması(ortalama fiyat 2,28 TL), enflasyon oranı ve bağlantıların büyüme oranı kullanılmaktadır.

Tablo 17: CB4 maliyet kalemleri

CB 4	Çağrı merkezi maliyeti
	Çağrı merkezi maliyeti

Tablo 18: CB5 maliyet kalemleri

CB 5	Kaçak elektrik kullanımının kontrol edilmesi
	Kaçak kullanım maliyeti u
	Kaçak kullanım maliyeti r
	Kaçak kullanım maliyeti c

Tablo 19: CB6 maliyet kalemleri

CB 6	Yapılmayan ödemelerin kontrol edilmesi
	Ticari sayaçların açma/kesme maliyeti
	Kentsel mesken sayaçlarının açma/kesme maliyeti
	Kırsal mesken sayaçlarının açma/kesme maliyeti

Tablo 20: CB7 maliyet kalemleri

CB 7	Elektrik kesintilerinin kontrol edilmesi
	Elektrik kesintisi maliyeti u
	Elektrik kesintisi maliyeti r
	Elektrik kesintisi maliyeti c

Tablo 21: CB8 maliyet kalemleri

CB 8	Ölçümler için ödenecek ücretler
	Eski sayaçların montajı için ödenecek ücretler
	Eski sayaçların satın alınması için ödenecek ücretler(tümü)
	Eski sayaçların açılması/kapanması için ödenecek ücretler
	Eski sayaçların okunması için ödenecek ücretler

11.5 Fayda ve Maliyetin Değerlendirilmesi

11.5.1 Alternatif BPL

Beş farklı alternatif senaryo için aşağıda yapılan Net Şimdiki Değer hesaplamaları yalnızca CB1 ve CB2a-e yatırım parametrelerindeki değişikliklere bağlı olarak değişmektedir. Maliyet parametreleri sabitlendiğinden ALT Ortalama'da ayrıca hizmet bedelleri de dahil edilmiştir. Örneğin şu anda sürmekte olan modelin devamı ile akıllı sayaç altyapısı arasında oluşan farkın sebebi akıllı sayaç altyapısında kullanılan farklı teknolojiler değil akıllı sayaç altyapısının bizzat kendisidir. BPL teknolojisi de uygulansa, RF teknolojisi de uygulansa harcanan efor örneğin; sayaç okuma maliyeti ya da çağrı merkezi maliyeti sabit kalacaktır.

DNV GL'nin fayda-maliyet analizi sonucunda elde edileceği öngörülen net faydalar Tablo 43'te gösterilmiştir. Farklı Fayda-Maliyet (CB) kalemleri için yapılan hesaplamaların sonuçları Milyon Türk Lirası (MTL) birimi ile gösterilmiştir

Tablo 22: ALT BPL İçin Şimdiki Değer

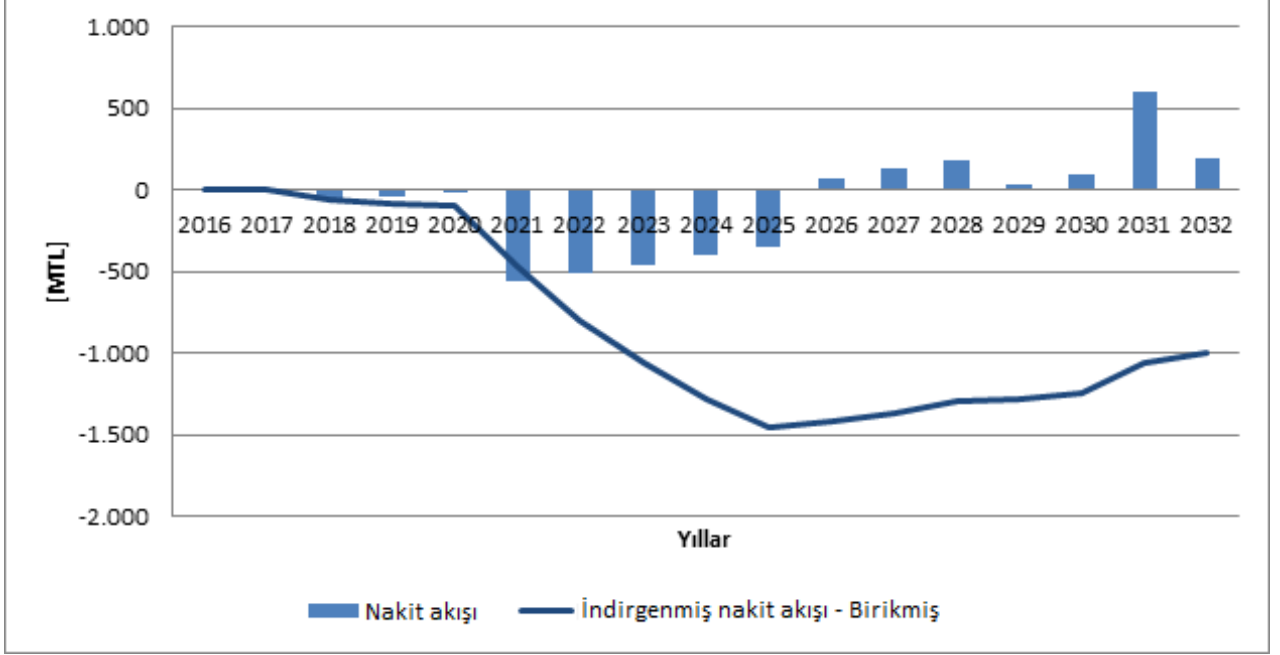
Şimdiki değerler	Birim	Değer	Faydanın yzdesi
CB 1 Elektrik sayacı tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-4.058	0,00%
CB 2 a Altyapı yatırımı	MTL	-218	0,00%
CB 3 Sayaç okuma maliyeti	MTL	2.412	73,61%
CB 4 ağrı merkezi maliyeti	MTL	9	0,27%
CB 5 Kaçak elektrik kullanımı ve kaçak kullanım (kar) idaresi	MTL	652	19,89%
CB 6 Temerrütlerin idaresi	MTL	119	3,63%
CB 7 Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	86	2,61%
NPV Net Güncel Değer	MTL	-998,84	
İ Karlılık Oranı (IRR)		-7,75%	

BPL alternatifinin uygulanmasının doğuracağı en temel fayda sayaç okuma(CB 3) ve kaçak elektrik kullanımının yarattığı maliyetlerdeki(CB 5) düşüş olarak göze çarpmaktadır.

Biriken nakit akışlarının evrimi gözlemlenirken projenin başabaş noktasına ulaşamadığı görülebilir, çünkü ilgili bileşenlerin(sayaçlar ve veri yoğunlaştırıcılar) maliyeti ve yerleştirme maliyetleri pozitif bir İç Karlılık Oranı ortaya koymuyor.

BPL teknolojikli akıllı sayaç altyapısı için yapılacak yatırım hesaplanan diğer alternatiflere göre **en pahalı** yatırım olarak dikkat çekiyor. Yeni bir BPL sayaç altyapısına yapılan yatırımlar ve BPL sayaçların genel olarak yüksek fiyatlı olması negatif NPV değerinin ortaya çıkma sebepleri olarak gösterilebilir. Ekonomik bir bakış açısıyla bakıldığında, tamamıyla BPL teknolojisiyle donatılmış bir sisteme yapılacak yatırımlar yeniden gözden geçirilmelidir, DNV GL heterojen bir sayaç altyapısı oluşturulması adına planlanan tam proje başlangıcı için

gerekli olan şeylerin yeniden gözden geçirilmesini tavsiye etmektedir. Bu tavsiye sonucunda ortaya çıkacak kararda BPL belirli bir miktardaki müşteriler tarafından kullanılabilir.



Şekil 85: ALT BPL'nin yarattığı nakit akışı

Girdi parametrelerinin nominal değerleri baz alındığında net şimdiki değer yaklaşık olarak -998 milyon TL. İskonto edilmiş nakit akışları Şekil 36'da görülmektedir. Bu şekil iskonto edilmiş değerleri baz alarak projenin 15 yıllık süresi içerisinde net şimdiki değerinin pozitif olmadığını gösteriyor. Bu süre geleneksel yatırım süresi olan 25 yıl ile mukayyese edildiğinde kısa bir süre olarak göze çarpıyor. Örneğin bazı Avrupa ülkelerinde(örneğin Hollanda, Almanya ya da İsveç) NPV değeri 20 ya da 25 yıl sonunda pozitif bir noktaya ulaşıyor.

Gözardı edilemeyecek bir etkiye göre de proje başladıktan 10 yıl sonra yani 2029 yılından itibaren sayaçların yeniden yerleştirilmesi işlemi başlıyor. Bu eski ve yeni sayaçların satın alım ve kurulum maliyetleri NPV değerinin hızla pozitif bir noktaya çıkmasını engellemektedir.

11.5.2 Alternatif OFDM (G3-PLC ve PRIME)

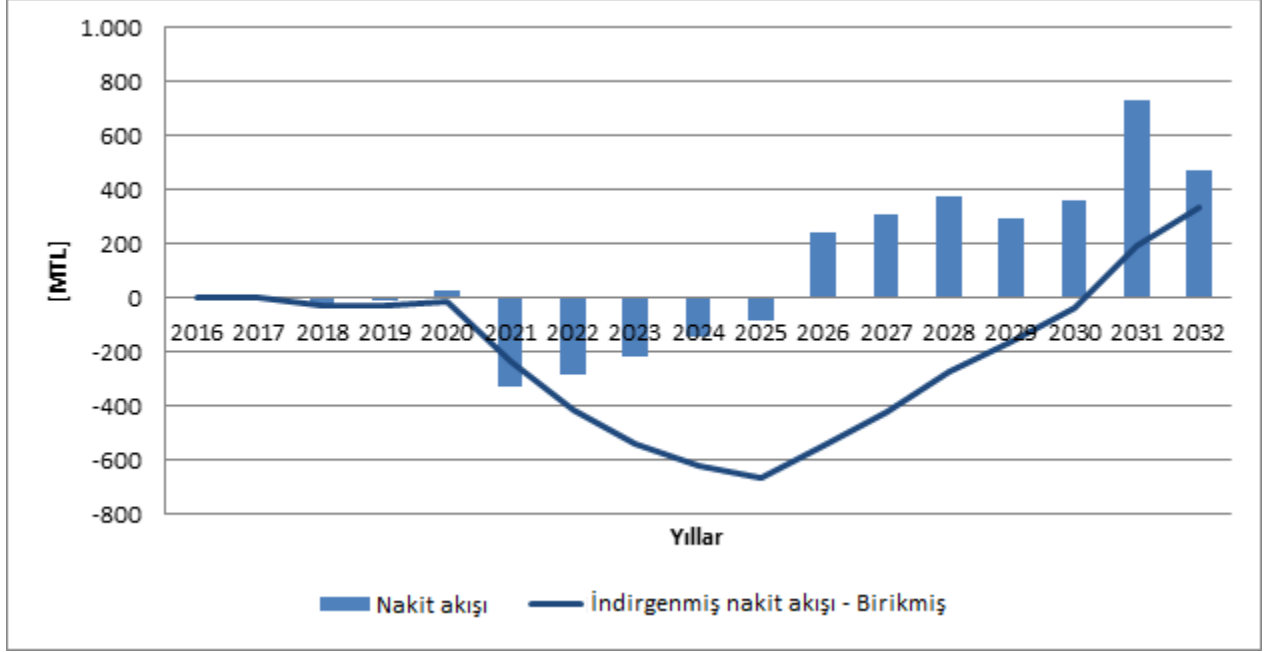
DNV GL'nin fayda-maliyet analizinde elde edilen net faydalar Tablo 44'te görülmektedir.

Tablo 23: ALT OFDM için şimdiki değerler

Şimdiki değerler		Birim	Değer	Faydanın yüzdesi
CB 1	Elektrik sayacı tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-2.717	0,00%
CB 2 b	Altyapı yatırımı	MTL	-228	0,00%
CB 3	Sayaç okuma maliyeti	MTL	2.412	73,61%
CB 4	Çağrı merkezi maliyeti	MTL	9	0,27%
CB 5	Kaçak elektrik kullanımı ve kaçak kullanım (kar) idaresi	MTL	652	19,89%
CB 6	Temerrütlerin idaresi	MTL	119	3,63%
CB 7	Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	86	2,61%
NPV	Net Güncel Değer	MTL	332	
	İç Karlılık Oranı (IRR)		14%	

OFDM alternatifinin uygulanmasının sağlayacağı temel ekonomik faydalar diğer alternatiflerde de olduğu gibi sayaç okuma maliyetlerindeki(CB 3) ve kaçak elektrik kullanım maliyetlerindeki(CB 5) azalmayla karşımıza çıkıyor. Biriken nakit akışlarının evrimi gözlemlenirken, projenin başabaş noktasına 2030 yılında yani neredeyse projenin tamamlandığı tarihte ulaştığı göze çarpıyor. Diğer alternatif teknolojilerle karşılaştırıldığında, OFDM veri yoğunlaştırıcıların satın alınması ve yerleştirilmesiyle alakalı maliyetler en yüksek seviyede ancak bu teknolojiye ait bileşenlerin yerleştirme maliyeti neredeyse göz ardı edilecek kadar düşüktür ve bu sebeple İç Karlılık oranı %14 seviyesinde seyrediyor. Ne var ki OFDM sayaçların satın alım ve yerleştirme maliyetleri diğer teknolojilere göre en düşük seviyede. Bu durumda ekonomik bir bakış açısıyla bakıldığında OFDM en doğru alternatif

olarak göze çarpıyor. Olayı stratejik açıdan değerlendirdiğimizde farklı bölge ve alanlardaki teknik gereksinimleri ve işbu teknolojinin performansını göz önünde bulundurmanız gerekmektedir. Duyarlılık analizinde yapılacak incelemeler belirli bazı parametrelerin hangi metodun kullanılacağına karar verilmesi hususunda çok önemli bir rol oynadığını bizlere gösterecek.



Şekil 86: ALT OFDM için nakit akışı

11.5.3 Alternatif RF

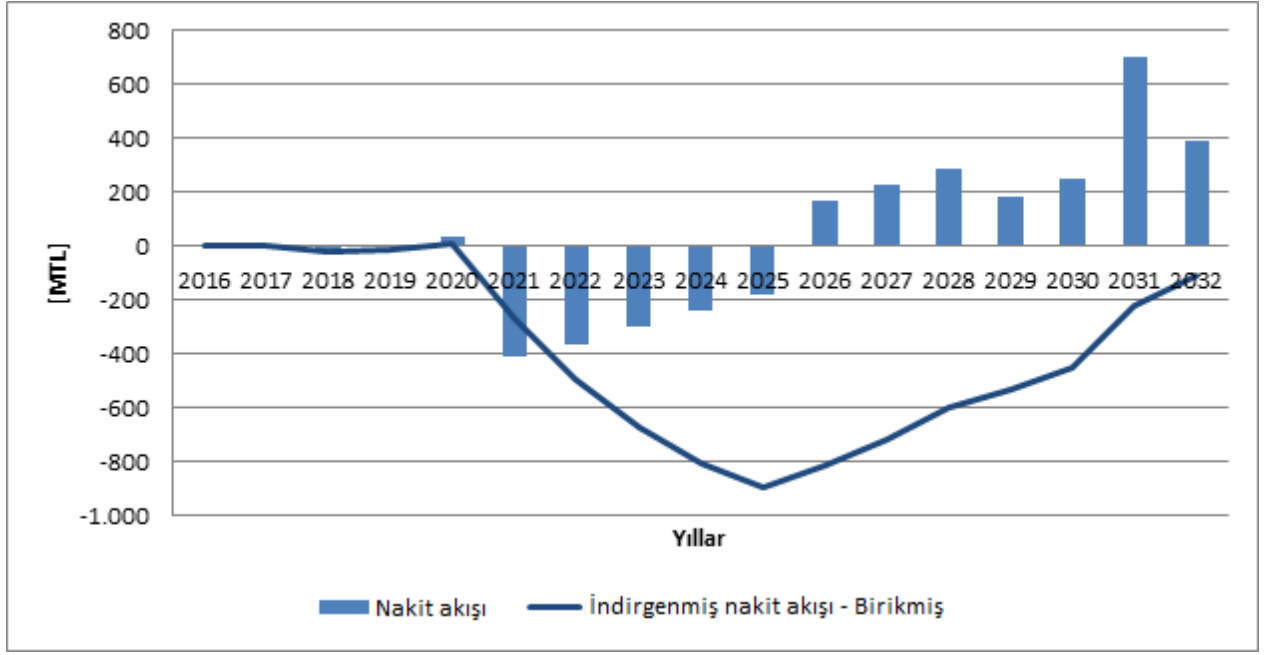
DNV GL'nin fayda-maliyet analizinde elde edilen net faydalar Tablo 44'te görülmektedir.

Tablo 24: ALT RF için güncel değerler

Şimdiki değerler	Birim	Değer	Faydanın yüzdesi
CB 1 Elektrik sayacı tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-3.204	0,00%
CB 2 Altyapı yatırımı	MTL	-182	0,00%
CB 3 Sayaç okuma maliyeti	MTL	2.412	73,61%

CB 4	Çağrı merkezi maliyeti	MTL	9	0,27%
CB 5	Kaçak elektrik kullanımı ve kaçak kullanım (kar) idaresi	MTL	652	19,89%
CB 6	Temerrütlerin idaresi	MTL	119	3,63%
CB 7	Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	86	2,61%
NPV	Net Güncel Değer	MTL	-110	
	İç Karlılık Oranı (IRR)		6%	

RF alternatifinin uygulanmasının doğuracağı en temel fayda sayaç okuma(CB 3) ve kaçak elektrik kullanımının yarattığı maliyetlerdeki(CB 5) düşüş olarak göze çarpmaktadır. Biriken nakit akışlarının evrimi gözlemlenirken projenin geçerli olduğu süre içerisinde başabaş noktasına ulaşamadığı görülebilir, bunun sebebi her ne kadar altyapı maliyetleri diğer teknolojilere göre, hibrit hariç, düşük olsa da bu teknolojideki sayaç fiyatlarının yüksekliğini karşılayamamaktadır. Diğer bir deyişle DNO'ların bu teknolojiden faydalanabilmesi için sayaç başına hizmet bedeli EPDK tarafından arttırılmalıdır. IRR seviyesi şu ana kadar karşılaştığımız en iyi ikinci değeri göstermektedir ve bu IRR değeri işbu projenin ya da yatırımın cazibesini vurgulamaktadır.



Şekil 87: ALT RF için nakit akışı

11.5.4 Alternatif Hibrit

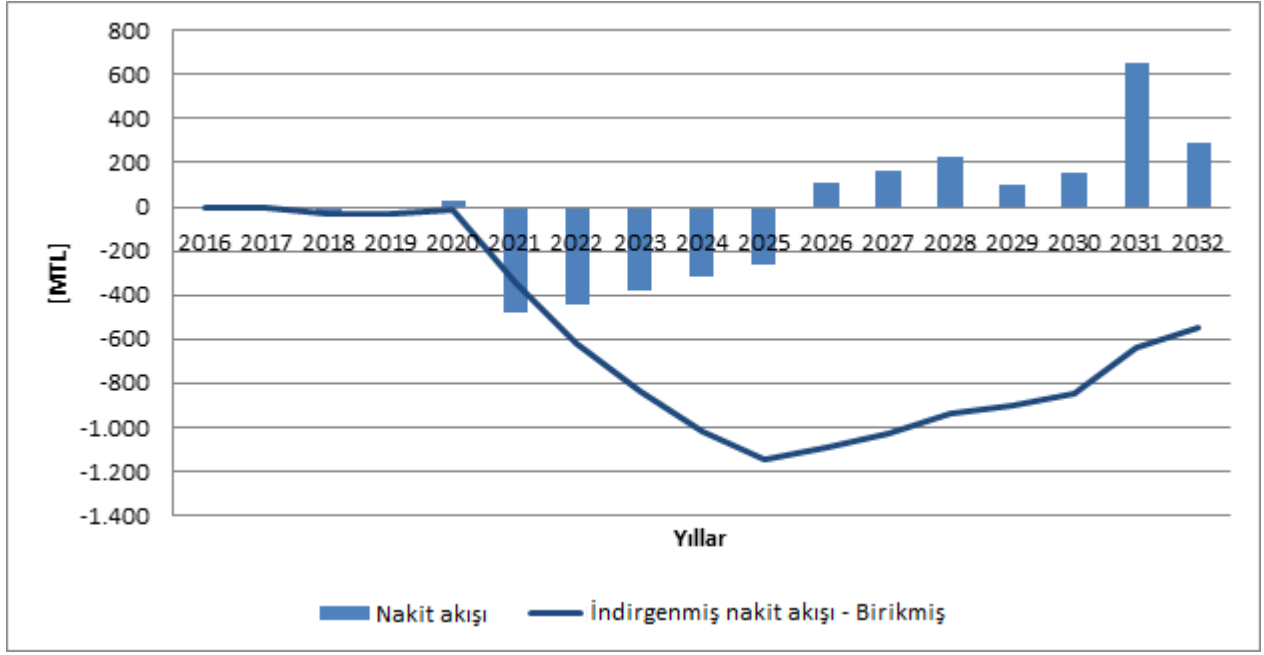
DNV GL' nin fayda-maliyet analizi ile elde edilen net kar Tablo 46' da gösterilmektedir.

Tablo 25: ALT Hibrit için Güncel Değerler

Güncel Değerler		Birim	Değer	Kar Yüzdesi
CB 1	Elektrik sayacı tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-3.662	0,00%
CB 2 d	Altyapı yatırımı	MTL	-167,79	0,00%
CB 3	Sayaç okuma maliyeti	MTL	2.412	73,61%
CB 4	Çağrı merkezi maliyeti	MTL	9	0,27%
CB 5	Kaçak elektrik kullanımı ve kaçak kullanım (kar) idaresi	MTL	652	19,89%
CB 6	Temerrütlerin idaresi	MTL	119	3,63%
CB 7	Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	86	2,61%
NPV	Net Güncel Değer	MTL	-552,48	
	İç Karlılık Oranı (IRR)		-1%	

Hibrit alternatif uygulanmasının başlıca ekonomik faydaları, sayaç okuma maliyetinin (CB 3) ve kaçak kullanımın (CB 5) azaltılması ile ilgilidir.

Birikmiş nakit akışındaki değişim incelendiğinde, bileşenlerin (Hibrit sayaç ve ekipmanlar) maliyetinin OFDM (Dikey Frekans Bölmeli Çoklama) , RF (Radyo Frekansı) veya Ortalama Alternatiften daha yüksek olması sebebiyle, proje için kara geçiş noktasına ulaşamadığı görülebilir. Bu sebeple bu alternatif neredeyse pozitif bir IRR için ilgili değildir.



Şekil 88: ALT Hybrid için Nakit Akışı

11.5.5 Alternatif Ortalama

DNV GL' nin fayda-maliyet analizi ile elde edilen net kar Tablo 25' de gösterilmektedir.

DNV GL'nin fayda-maliyet analizinde, SMI'nın sayaç ve diğer bileşenleri için ortalama bir fiyatla bir alternatif yaratmasının sebebi, PLC/RF arasında doğal bir alternatif sağlamaktır. Bu şekilde, birim fiyattaki fiyat farkı yaygınlaştırmadaki fiyat farkı kadar büyük olmadığından, fayda-maliyet analizi (CBA), sayaç, DC ve diğer bileşenlerin ortalama fiyatı açısından analiz edilebilir.

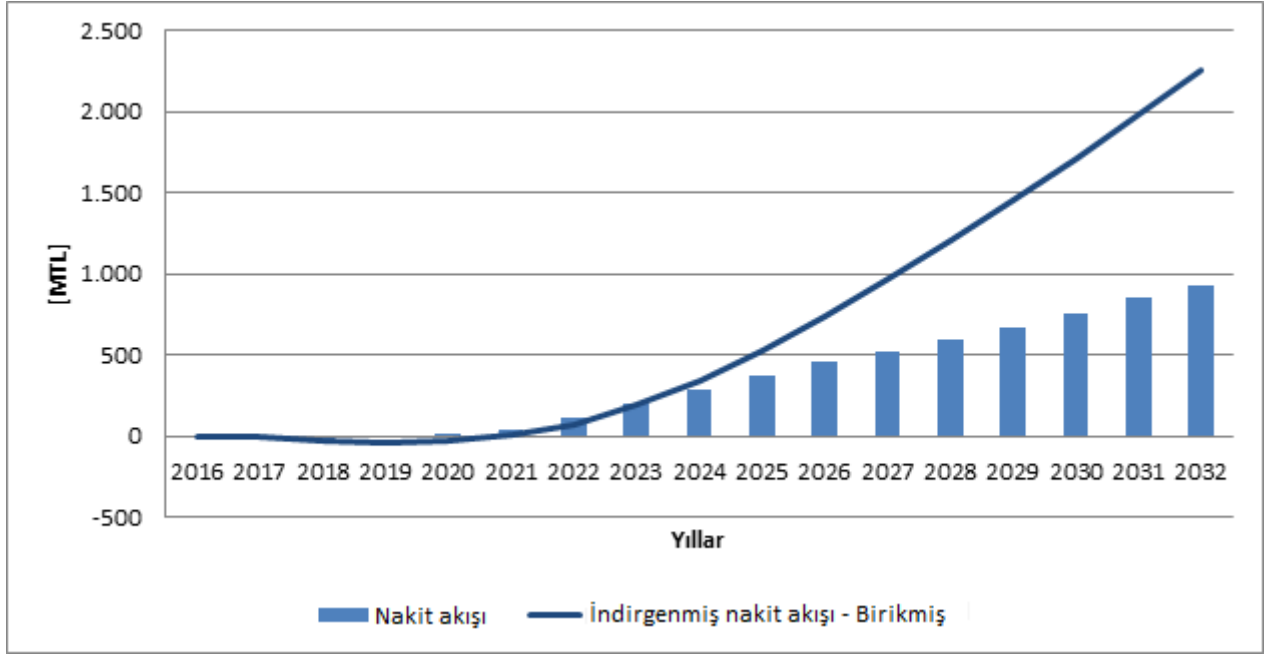
Tablo 26: ALT Ortalama için Güncel Değerler

Güncel Değerler	Birim	Değer	Kar Yüzdesi
CB 1 Elektrik sayacı tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-3.336	0,00%
CB 2 e Altyapı yatırımı	MTL	-206	0,00%
CB 3 Sayaç okuma maliyeti	MTL	2.412	41,64%

CB 4	Çağrı merkezi maliyeti	MTL	9	0,15%
CB 5	Kaçak elektrik kullanımı ve kaçak kullanım (kar) idaresi	MTL	652	11,25%
CB 6	Temerrütlerin idaresi	MTL	119	2,05%
CB 7	Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	86	1,48%
CB 8	Hizmet Bedeli	MTL	2.516	43,43%
NPV	Net Güncel Değer	MTL	2.251	
	IRR		93%	

Ortalama alternatif uygulanmasının başlıca ekonomik faydaları, hizmet bedeli (CB 8), sayaç okuma maliyetinin (CB 3) ve kaçağın (CB 5) azaltılması ile ilgilidir.

Birikmiş nakit akışındaki değişim incelendiğinde, proje için kara geçiş noktasına, yaygınlaştırmanın neredeyse ilk periyodunda, 2021 senesinde ulaşıldığı görülebilir. Bu alternatifteki pozitif yekun değerini sağlayan en önemli faktör CB 8 hizmet bedelidir. Bu durumda, düzenleme kurulunun aşağıda açıklanan gelecekteki yatırımları, EPDK tarafından belirlenen mevcut ücretlendirme kurallarına göre ekstra veya değiştirilmiş bir prim ile ödüllendirdiği simüle edilmektedir.



Şekil 89: ALT Ortalama için Nakit Akışı

Aşağıda Tablo 26’ da verilen değerler ALT Ortalamasının hesaplanması için kullanılan değerleri açıklar:

Tablo 27: ALT Ortalama Hesaplaması için Hizmet Bedeli Değerleri

		Birim	Değer
Her bir sayaç için okuma ücreti (4 dağıtım şirketi 2016 ortalaması)		TL	6,79
Sayaç kurulum ücreti (yeni ve eski system)		TL	21
Eski sayaç tedarik ücreti	1-ph	TL	20,22
Eski sayaç tedarik ücreti	3-ph	TL	43,05
Eski sayaç tedarik ücreti	3-ph kombi	TL	82,10

Eski sayaç açma/kesme ücreti	TL	22,30
Yeni sistem sayaç okuma ücreti indirimi	TL	6,79' un %80'i
Akıllı sayaç açma/kesme ücreti	TL	22,30 + akıllı sayaç için büyüme faktörü
Ortalama akıllı sayaç ücreti maliyeti (tüm teknolojiler)	TL	274,17 + ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti

Bu rakamlar göz önüne alındığında, 2.251 Milyon TL değerinde NBD ve % 93 oranında IRR ile yeni hizmet bedeli değerlendirildiğinde halen bir olurluk incelemesi elde edilir.

11.5.6 Duyarlılık Analizi

Sonuçlar için, girdi parametrelerinin şartnamesine göre tanımlanmalı, beklenmesi makul minimum ve maksimum değerlere dayalı bir duyarlılık analizi yapılmalıdır.

Bu göz önüne alındığında, DNV GL temel parametrelerin duyarlılığını değerlendirmek için aşağıdaki üç senaryoyu seçmiştir:

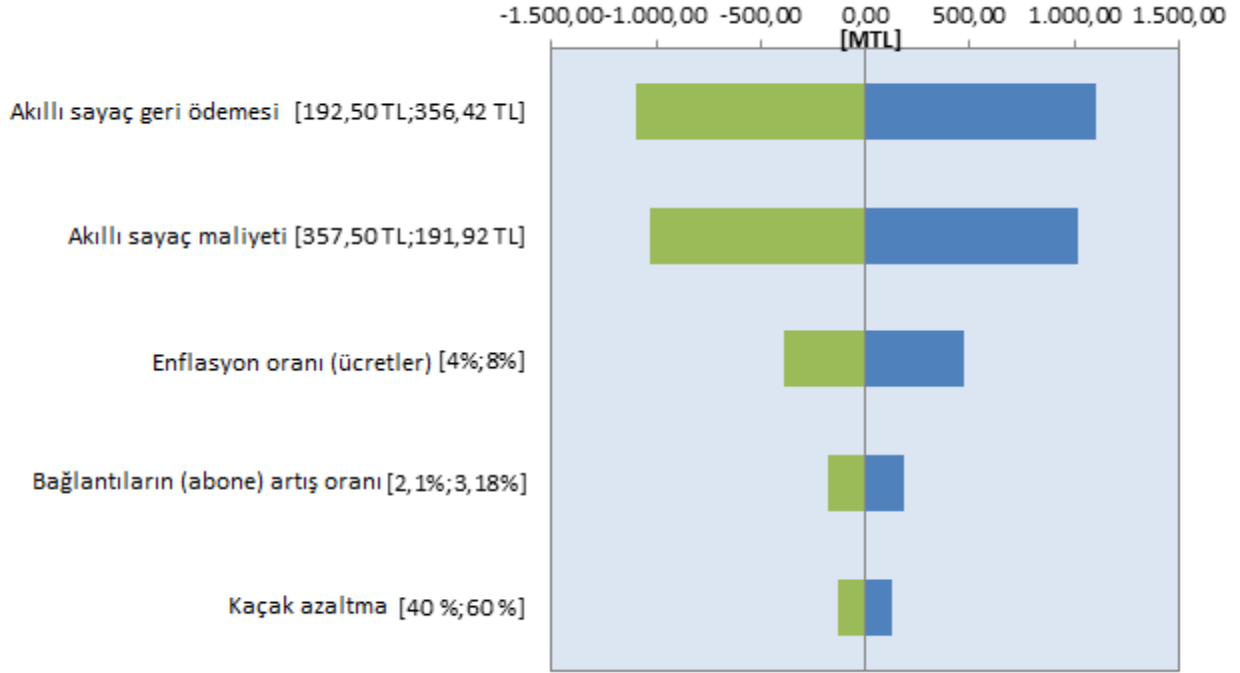
- Baz Senaryo (İlk)
- İyimser Senaryo
- Kötümser Senaryo.

Her senaryo için modelde kullanılan parametrelerin temel farkları Tablo 29'de sunulmuştur. Yüzde değerleri ve Türk Lirası (TL) olarak fiyatlar, yeni bir akıllı sayaç altyapısı uygulanmasından kaynaklanan tahmini tasarrufu temsil etmektedir. Kötümser senaryoda, DNV GL parametrelerin çoğu için hiçbir azalma varsaymamıştır.

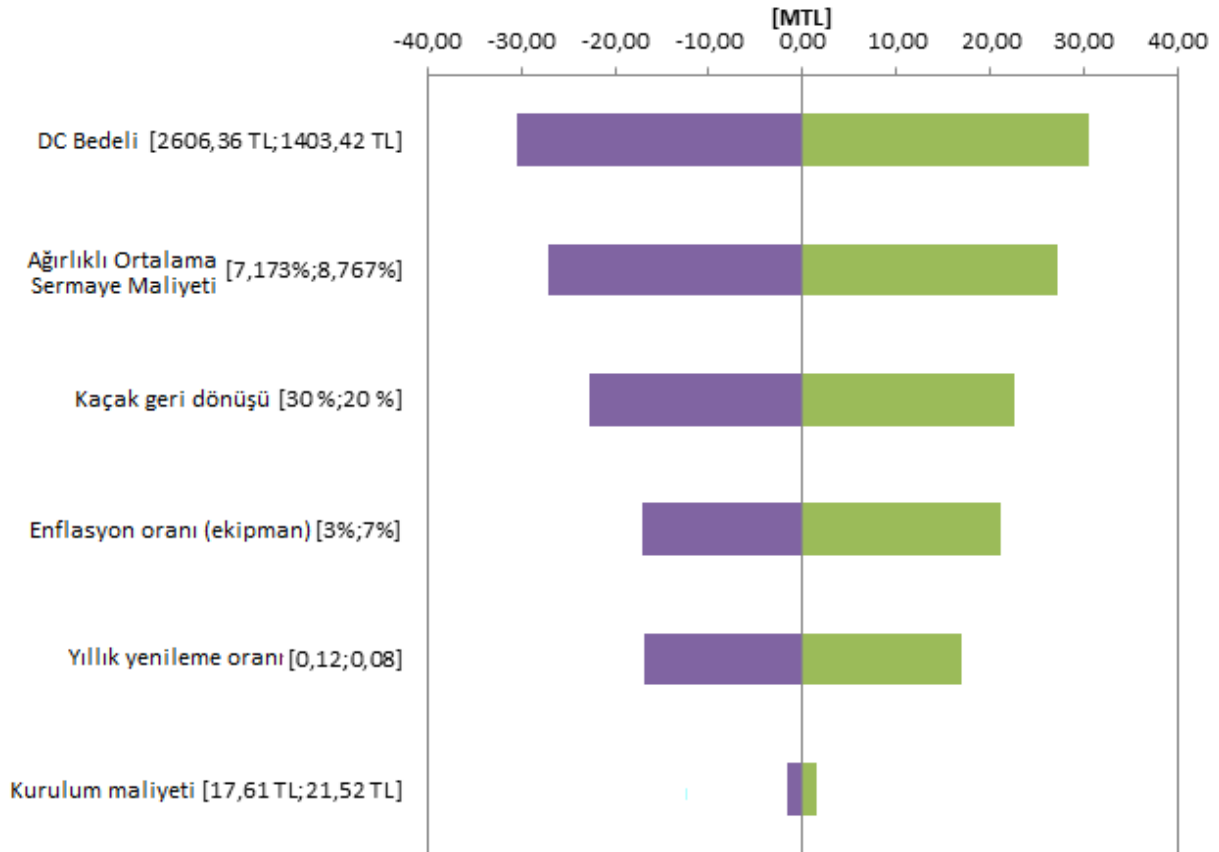
Tablo 28: Farklı duyarlılık senaryolarına için model parametrelerinde başlıca varsayımlar

		İlk	Değer	Kötümser	İyimser
1	Enflasyon oranı (ekipman)	5,00%	5,00%	3,00%	7,00%
2	Bağlantı noktaları artış hızı	2,66%	2,66%	2,1%	3,2%
3	Kurulum maliyeti [TL]	19,57	19,57	17,613	21,527
4	Akıllı sayaç maliyeti [TL]	274	274,17	358	192
5	DC maliyeti[TL]	2.005	2.004,90	2.606	1.403
6	Yıllık tekrar kurulum maliyeti	10%	10%	12%	8%
7	Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti	7,97%	7,97%	7,17%	8,77%
8	Akıllı sayaç ücreti [TL]	274,17	274,17	193	356
9	Enflasyon oranı (işgücü maliyeti)	6%	6%	4%	8%
10	Kaçak kullanımın azaltılması	50%	50%	40%	60%
11	Kaçak tüketimlerin tahsilatı	25%	25%	30%	20%

Şekil 41 ve Şekil 42’de duyarlılık analizi sonucunda, bir model parametresinin tek varyasyonunun net bugünkü değeri üzerindeki etkiler gösterilmektedir. Bu şekillerde sıralanan parametreler, NBD için eşit derecede büyük bir belirsizlik ortaya çıkarır. Duyarlılık diyagramı, projeye ilişkin NBD’nin genellikle proje varsayımları/parametrelerine çok duyarlı olduğunu göstermektedir. Tüm parametreler NBD için çok önemlidir.



Şekil 90: Fayda-maliyet analizinde dikkate alınan duyarlılık ve NBD üzerindeki etkileri için Tornado analizi [MTL]



Şekil 91: NBD üzerinde az etkisi olan duyarlılıklar için indirgenmiş tornado analizi [MTL]

Duyarlılık analizi, akıllı sayaç hizmet bedeli ve akıllı sayaç tedarik maliyetinin, modelde varsayılan değerlere bağlı olarak, net bugünkü değer üzerinde en fazla etkiye sahip olduğunu göstermektedir. Yıllık tekrar kurulum maliyeti ve kurulum maliyeti için parametre değişikliği, net bugünkü değer hesaplaması üzerinde en az etkiye sahiptir. Örneğin, akıllı sayaç hizmet bedelinin mevcut hesaplamadakinden %30 daha az olması halinde, sayaç başına hizmet bedeli parametrelerine ilişkin olarak NBD 1.094 MTL daha azdır. Kötümser senaryoda hizmet bedeli sayaç başına 192.50 TL ve bunun tersi iyimser senaryoda 356,42 TL olur. Bu durumda, ALT Ortalama senaryosunda hesaplanan NBD yaklaşık olarak 1.157 milyon Türk Lirasına (MTL) iner.

Başka bir vaka tamamen farklı bir sonuç göstermektedir. **Akıllı sayaç tedarik maliyet fiyatı 191.92 TL'ye düşürülebilirse, NBD 1020,68 MTL olacaktır. Bu, negatif NBD'ye sahip tüm alternatif senaryolarda, hesaplanan NBD'nin pozitif bir miktara erişeceği anlamına gelmektedir.**

11.5.7 Alternatiflerin Karşılaştırması

Sonuçların açıklanması esnasında, farklı sayaç teknolojileri uygulandığında nasıl farklı faydalar elde edilebileceği izah edilmiştir. Her bir senaryo için dikkate alınan farklı faydaların özeti aşağıdaki tabloda gösterilmektedir:

Tablo 29: Alternatifler arası Fayda/maliyet Ögesi ve NBD/IRR Karşılaştırması

			ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4	ALT 5
			BPL	OFDM	RF	Karma	Ortalama
CB 1	Elektrik sayaçları tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-4058,38	-2.717	-3.204,21	-3.662,17	-3.335,92
CB 2	Altyapı yatırımı	MTL	-218,01	-228	-182,94	-167,79	-206,13
CB 3	Sayaç okuma maliyeti	MTL	2412,47	2.412	2.412,47	2.412,47	2.412,47
CB 4	Çağrı merkezi maliyeti	MTL	8,748	8,75	8,75	8,75	8,75
CB 5	Kaçak elektrik	MTL	651,86	651,86	651,86	651,86	651,86

	kullanımı ve kaçak idaresi						
CB 6	Temerrütlerin idaresi	MTL	118,93	118,93	118,93	118,93	118,93
CB 7	Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	85,56	85,56	85,56	85,56	85,56
CB 8	İstihkak	MTL	0	0,00	0,00	0,00	2.515,96
NPV	Net Bugünkü Değer	MTL	-998,83	332,14	-110	-552,40	2.251,48
	İç Karlılık Oranı (IRR)		-7,75%	14%	6%	-1%	93%

Tablo 50’de her bir alternatif senaryo için NBD olarak -998,83 MTL ile yaklaşık 2.251,48 MTL arasında değişen toplam net karların bir karşılaştırması gösterilmektedir. Burada, hizmet bedeli veya diğer bir parametrede değişiklik yapmadan sadece bir alternatifin pozitif sonuçlar üreteceğini; diğer üç alternatifin hepsinde sonuçların negatif olduğunu belirtmek önemlidir ve tamamen yaygınlaştırma öncesindeki gelecek planlama için bir temel oluştururken EPDK tarafından hizmet bedelinin düzeltilmesinin ne kadar önemli olduğunu göstermektedir. Tüm alternatiflerde sıfır kar noktası (amortisman süresi), akıllı sayaç altyapısı yaygınlaştırması uzun vadeli yatırımı doğrultusunda uzun vadede elde edilir.

ALT OFDM (OFDM kurulumunu ba alan alternatif) için net bugünkü değer pozitiftir. Bununla birlikte, belirsizlikler çok yüksektir ve giriş parametrelerindeki küçük değişiklikler negatif ticari durumlara yol açabilir.

Manuel sayaçlar için ortalama maliyet, diğer ülkelerdeki benzer maliyetler ile karşılaştırıldığında düşüktür. Bunun, Türkiye'deki nispeten düşük işçilik ücretlerinin bir sonucu olduğu varsayılmaktadır. Daha yüksek maliyetler, akıllı sayaç uygulaması için daha pozitif bir ticari durum ile sonuçlanacaktır.

Akıllı sayaçların dahili tekrar kurulum ücreti NBD üzerinde düşük bir etkiye sahiptir. Bu nedenle, NBD geçiş süresi için bir karar faktörü olarak görünmemektedir. Akıllı sayaçların ve akıllı sayaçların kurulumu için kalifiye personel bulunabilirliği gibi diğer faktörler daha önemli görünmektedir.

4 dağıtım şirketi için yapılan bu üst düzey fayda-maliyet analizi, alternatiflerin çoğunda negatif sonuç vermiştir. Her durumda, yapılan analiz kesin olarak bilinen ve yönetilebilir maliyet ve faydalara odaklanmıştır.

Fayda-maliyet analizi, akıllı sayaç altyapısı fabrika çıkışı ve duyarlılık analizi için gerekli donanım ve yazılım ekipmanları için ortalama fiyatlar ile yapılan ALT ORTALAMA hesaplaması sebebiyle tüm Dağıtım şirketleri için yararlıdır. Duyarlılık analizi, farklı fiyatlar ve maliyetlerin özelleştirilebilmesini ve belirli sonuçların okunabilir olmasını sağlar. Örneğin, bir dağıtım şirketi daha düşük akıllı sayaç maliyetleri ile hesaplama yaparsa, bu durumda NBD pozitif yönde veya orana göre iyileşecektir. Bu, Tablo 29’de listelenen tüm parametreler için geçerlidir.

Tüm alternatifler daha iyi bir sayaç altyapısı işletimini sağlayacak ve 4 dağıtım şirketinin prosedürlerini iyileştirmek için, özellikle sayaç okuma ve hata veya yolsuzluk tespiti yönünden güçlü bir sisteme sahip olmasını sağlayacaktır. Alternatifler için farklı teknoloji uygulamaları ile beraber bir ortalama alternatifde de tanımlanmıştır. Bu alternatifler, 4 dağıtım şirketinin EPDK’ya Dağıtım şirketleri için bir potansiyel gelecek yatırım maliyetine ilişkin bir görünüm gösterebilmesini sağlamaktadır. Buna ek olarak, karmaşıklık arttıkça; buna bağlı olarak yatırımlardan kaynaklanan karlar ile birlikte maliyetlerin de daha fazla olduğunu göstermektedir.

İç Karlılık Oranı (IRR) açısından en iyi proje, alternatif Ortalama ve OFDM olup, Alt Ortalama daha iyi iç karlılık oranına (IRR) sahiptir ancak alternatif OFDM daha iyi NBD göstermektedir (hizmet bedeli hariç). Bu durum, bu teknolojide ihtiyaç duyulan dikkate değer yüksek yatırımın bir sonucudur. Alternatif Ortalamada elde edilen kar daha yüksek olmasına rağmen, alternatif OFDM ile karşılaştırıldığında sistem için gerekli yüksek yatırım sonuçları dengelemektedir. Bu durum, bu konfigürasyon ile farklı ama birlikte çalışabilir sayaç teknolojilerine sahip çok fazlı sistem için, hizmet bedeli nedeniyle saf teknoloji alternatiflerine kıyasla sisteme yatırım bakımından önemli bir risk olmadan akıllı sayaç altyapısı uygulamasının tüm faydaları elde edilebilir olmasından kaynaklanmaktadır. Bu alternatiflerin her ikisinde de başlıca etkiler sayaç maliyeti, DC’ler, ekipman ve uygulanmasındaki emektir.

Bugünlerde tüm alternatiflerdeki karlara ilişkin olarak başlıca öğeler manuel ya da yarı-manuel birçok faaliyeti gerçekleştirmek için gerekli sürenin azaltılması; ve yolsuzluğun tespit

edilerek azaltılması ve ayrıca uzaktan yeniden bağlanabilir otomasyon ve kesinti yönetimi yoluyla elde edilen tasarruf ile ilgilidir.

Günümüzde elektrik kesintileri ve bu kesintilerin onarım süresini azaltmanın etkisi yüzde olarak önemli bir etkisi olmamakla beraber beklenen süre içinde gerçekleştirilmesi önemlidir. Kesintilerin azaltılması, hızla artan bağlantı sayısı ve teslim edilemeyen enerji sebebiyle oluşan muallak hasara bağlı olarak gelecekte önemli bir öge olabilir.

12 SONUÇ VE ÖĞRENİLEN DERSLER

12.1 Ana Sonuçlar

Bu projenin ana hedefleri, farklı Akıllı Sayaç teknolojilerinin bir değerlendirmesini yapmak ve bu teknolojinin yaygınlaştırılmasına ilişkin değerli bir deneyim elde etmektir. Bu deneyim, dağıtım şirketlerinin yaygınlaştırma için daha iyi bir hazırlık yapmasına olanak verecektir. Akıllı Sayaç Altyapısı uygulaması, daha iyi bir sayaç altyapısı işletimi sağlayacak ve dağıtım şirketlerinin prosedürlerini iyileştirmek için, özellikle sayaç okuma ve hata veya kaçak kullanım tespiti yönünden güçlü bir sisteme sahip olmasını sağlayacaktır. Fayda maliyet analizinde farklı alternatifler değerlendirilmiş ve bunlara ek olarak (sayaç maliyeti bakımından) ortalama alternatif senaryosu da gözönüne alınmıştır. Bu alternatifler, 4 dağıtım şirketinin EPDK'ya Dağıtım şirketleri için bir potansiyel gelecek yatırım maliyetine ilişkin bir görünüm gösterebilmesini sağlamaktadır. Buna ek olarak, karmaşıklık arttıkça; buna bağlı olarak yatırımlardan kaynaklanan karlar ile birlikte maliyetlerin de daha fazla olduğunu göstermektedir.

Projede alınan ilk kararlardan biri, uygulamam protokolü olarak DLMS COSEM seçilmesi ve IDIS (Birlikte çalışabilir Aygıt Arabirimi Özellikleri) profiline dayalı bir Tr.COSEM (4 dağıtım şirketinin ihtiyaçlarına göre oluşturulmuş özel objeferraris modeli) profilinin geliştirilmesidir. DLMS COSEM'i destekleyen farklı iletişim teknolojilerine sahip ürünler (OFDM, BPL ve S-FSK) bulunmaktadır ancak protokolün yerel üreticiler tarafından desteği şu anda sınırlıdır ve tüm üreticiler tarafından sunulmamaktadır veya sunulmakla beraber sunulan çözüm onaylı/uygun değildir. RF Teknolojisinde, ana sayaç üreticisi kendi özel çözümü ve DLMS COSEM arasında bir eşleştirme sağlar, ancak protokol sayaçlar için doğrudan uygulanmaz.

Proje sonuçlarına göre, birlikte çalışabilir ve gelecekte olabilecek değişikliklerden etkilenmeyen bir yaygınlaştırma gerçekleştirilebilmesi için sayaçlarda DLMS COSEM uygulanması gerektiği açıktır, daha önce de değinildiği gibi COSEM veri modeli Avrupa Komisyonu tarafından veri modelleme için standart seçilmiştir. Bununla birlikte Avrupa'daki pek çok önemli yaygınlaştırmada standart olarak seçilmiş (Birleşik Krallık, İspanya, Fransa, Hollanda, Portekiz, Avusturya, Polonya,..) ve ayrıca Asya'daki bazı pilot uygulamalarda (Japonya, Güney Kore) kullanılmaktadır. Bir diğer önemli sonuç ise, sadece belirli bir COSEM profili geliştirmenin değil, aynı zamanda kamu hizmet kuruluşundan da tüm işlevsel

gerekliliklerin sağlanması ve sayaçların bu profile doğru bir şekilde uyguladığını doğrulamak için bir işlev testi gerçekleştirilmesinin önemini de içermesinin gerekli olduğudur. Proje esnasında deneyimlendiği üzere, birlikte çalışabilirliği test ederken ana engeli oluşturan bu tür bir test olmadan birlikte çalışabilirlik düzeyi garanti edilemez

Farklı teknolojiler arasındaki sonuçlar incelendiğinde, veri ulaşılabilirliği ve veri aktarım hızına bakıldığında RF teknolojisinin en iyi sonuçları verdiği sonucuna varılabilir. RF teknolojisi şebeke durumuna bağımlı değildir ve eski altyapıda daha iyi sonuçlar sunmayı sağlar. Ancak bu teknolojilerin teknik açıdan bazı olumsuzlukları da vardır; PLC teknolojilerindeki gibi sayacın hangi faza bağlı olduğunun algılamasına izin vermez ve şu andaki en büyük sorun bu tür bir sayaç için kullanılan frekans bandında iletmek için bir lisansa ihtiyaç vardır.

S-FSK ve BPL de iyi veri ulaşılabilirliği sunmakla beraber, S-FSK için veri transfer hızı çok daha yavaş olması sebebiyle büyük miktarda veri transferini (yani yük profili) yapmaya izin vermez, BPL ise mühendislik ihtiyacı doğuran çok karmaşık bir kurulum gerektirmektedir. OFDM teknolojilerinde sadece G3-PLC değerlendirilmiş ve hız bakımından iyi sonuçlar verdiği ancak düşük ulaşılabilirlik sağladığı görülmüştür. Trafo yükünün yüksek (%100 dolaylarında olduğu kentsel alanda kurulduğunda özellikle düşük sonuçlar ile karşılaşmıştır. Bu durum kötü altyapı ile birleştiğinde daha düşük G3 sonuçları elde edilmesine sebep olmuştur. Daha yeni altyapı kullanıldığında sonuçlarda iyileşme mevcuttur.

Yaygınlaştırma için bir teknoloji seçilmesinden önce Dağıtım Şebekesi Operatörleri ve BTK (Bilgi Teknolojileri ve İletişim Kurumu) arasında müzakerelere ve hususların açıklığa kavuşturulmasına ihtiyaç vardır. Farklı teknolojiler tarafından kullanılacak frekans bantlarına açıklık getirilmesi esastır.

Mali değerlendirmeye istinaden, OFDM alternatif en ucuz sayaç olarak en iyi sonucu vermektedir. Büyük bir yaygınlaştırma halinde, hizmet bedelinde değişiklik olmayacağı düşünülecek olursa, sadece OFDM veya RF sayaç kullanımı hemen hemen pozitif bir durum gösterecektir. İstihkak yeni sayaçların maliyetini tahakkuk etmek için değiştirilebilir olsaydı, sonuçlar Dağıtım Şebekesi Operatörleri için önemli ölçüde pozitif olurdu. Dağıtım Şebekesi Operatörleri için ana tasarruf sayaç okuma maliyetinde yoğunlaşmıştır ve tasarruf kaçığın azaltılması ile elde edilir. Bu iki kalem birlikte, elde edilecek tasarrufun % 90'dan fazlasını temsil etmektedirler.

Ölçme ve iletişim sektöründeki yatırımların çok uzun ömrü ve ekipmanların nispeten kısa kullanım süreleri sebebiyle, DNVGL, altyapısal, teknik ve ekonomik gerekliliklere ilişkin olarak tamamiyle yaygınlaştırılması öncesinde çok daha detaylı bir analiz gerçekleştirilmesi gerektiğini ileri sürmektedir.

Bir akıllı sayaç altyapısı (SMI) veya bu teknolojinin yaygınlaştırılması kararı sadece net bugünkü değer (NBD) kararlarına dayanmamaktadır. Hassasiyet analizindeki değerlendirmeler, yaygınlaştırma kararına belirli parametrelerin dahil edilmesi gerektiğini gösterecektir.

Genel olarak, teknik ve ekonomik açıdan bir arada göz önüne alındığında, bir teknoloji için net bir bahis yoktur. RF teknolojisi teknik ve ekonomik anlamda daha iyi sonuçları barındıran bir teknoloji olmasına rağmen hâlâ daha birlikte çalışabilirlik ve lisans sorunu gibi iki temel belirsizliğe sahiptir. RF birlikte çalışabilir bir çözüm sunmamış, 3 farklı RF sayaç da birbiriyle birlikte çalışabilirlik sergileyememiştir. Bu hiç de önerilebilir olmayan tek tedarikçiye bağlı bir çözüme götürebilir. Lisanslama ile ilgili diğer belirsizlik, kullanılması gereken frekans bandının şu an için erişilebilir olmaması ve BTK tarafından yönetilmesidir. Bir iznin çıkması durumunda ekonomik sonuçları olacak bir lisans bedele bağlanabilir. OFDM PLC, birlikte çalışabilirlik sorununu giderebilir ve yine de ekonomik bir tablo sağlayabilir ancak yüklenmiş şebekeler üzerindeki zayıf sonuçları da bir zorluk oluşturacaktır, bu özel durumlarda RF ya da hücresele (GSM vs) öellikli sayaçlar kullanarak durumun üstesinden gelinebilir. Şebeke sorunlarının çözüldüğü varsayılp büyük resme bakıldığında; güç kabloları, özellikle uzun kablo mesafelerinin ve DC'den sayaçlara farklı dalların bulunduğu bina yapılaşmasının kalabalık olduğu yerlerde yüklü miktarda veriyi bir noktada diğerine taşımak için oldukça zorlu ortamlardır. Şebeke yükleri doğrusal olmayan bir davranış sergiler ve kanal performansı tahminini zorlaştıran kablo kanal parametrelerinin frekans, zaman ve konum ile değişmesi durumu sebebiyle iletişim kalitesini yönetmek kolay değildir.

Güç hatları üzerinden etkili iletişimin uygulanabilirliği, bir sinyal vericiden güç hatlarına ve hatların sonunda yüklere gelen uygun bir şebeke yükü empedans ortamı ile mümkün olacaktır. Yüksek frekanslı sinyallerin doğası gereği, elektrik hatları üzerinden iletişimde (PLC) frekans arttıkça yük empedansı, DC veya sayacın empedansından daha hızlı değişir.

Türkiye'nin nispeten eski ve çeşitli şekillerde yapılandırılmış iletim ve dağıtım iletken altyapısı, güç hatları üzerinden düzgün şekilde veri iletişimini güçleştirmektedir. Bazı durumlarda, sayaçlar şebeke veya yüksek frekans iletişim sorunlarına bağlı olarak bulunabilir

veya okunabilir olmayabilir. Bu pilot projedeki bazı sorunlara bağılı olarak sınırlı miktarda toplanan veriler kapsamlı bir analizi kısıtlamaktadır. Bununla beraber, farklı teknolojiler ve protokoller kullanan dört bölgedeki yaygınlaştırma ve iletişim verileri incelendiğinde, sonuçların aşağıdaki gibi diğere Avrupa ülkelerindeki önceki tecrübelerle benzer olduğu söylenebilir:

Günlük sayaç okumaları veya yük profilleri, bazı donanım veya ağı sorunları veya veri iletişim problemleri nedeniyle aralıklı davranışlar gösterebilir. Aralıklı davranış yüzdesi düşükse, bu tür bir sayaç kurulumu kabul edilecektir. Ancak, pek çok kez beklenmeyen davranışlar fark edilmesi halinde, bu tercih edilmeyebilir. Koşulların iyi olduğu ağların bu bölgelerinde, OFDM teknolojisi iyi teknik sonuçlarla ekonomik bir çözüm sunmaktadır ancak yüklü şebekerde iyi sonuçlar vermemiştir.

Elster sayaçlarında olduğu gibi geniş bant PLC uygulamalarında, işletim frekansı daha yüksektir, bant genişliğı çok daha geniş ve veri hızı yüksektir. Bununla birlikte, BPL daha uzun dalga boyu (örneğin 50MHz de 6metre) nedeniyle CENELEC veya PRIME sayaçlarındaki Narrow-PLC kadar uzun mesafelere ulaşamayabilir. Çevrede çok fazla sayıda dal bulunmadığında veya mesafe nispeten daha kısa olduğunda Enerji Hatları üzerinden Genişbantlı Haberleşme (BPL) mükemmel bir iletişim performansı sunar. Gelecekteki talebin karşılanması, talep tarafı yönetimi ve Gelişmiş Sayaç Altyapısı (AMI) planlaması ile, BPL özel koşullarda iyi bir alternatif sunabilir.

Genel olarak, fazla yüklenmiş trafo bölgeleri olmadığı durumlarda, PLC sayaçların kentsel alanlarda daha az sorunla çalıştığı görülmektedir. PLC sayaçlar arasında OFDM tabanlı G3-PLC ya da PRIME sayaçlar daha dirençli ve daha birlikte çalışabilir davranış sergilemektedir. Özellikle trafolar ile sayaç bağılı ilk bina arası çok fazla olmadığı (örneğin en fazla 200 metre) sürece ve eğer düşük veri hızları yeterli ise Dar bantlı PLC (Narrow-PLC) protokolü yeterlidir. Ancak çok fazla dal veya daha uzun hatlar bulunması durumunda, tekrarlayıcılar veya empedans filtresi gibi ek donanımlar gerekebilir.

RF sayaçların kırsal alanlarda veya yoğun olmayan yapısal alanlarda çok daha başarılı olduğu görülmektedir. Kamstrup sayaçları performansı BEDAŞ ve AEDAŞ bölgelerinde bu sonucu doğrulamaktadır. Ayrıca, yüksek veri hızına sahip olduğu için avantajlıdır. BEDAŞ bölgesinde olduğu gibi yoğun nüfuslu bölgelerde, RF sayacın anteni sinyal zayıflamasını ortadan kaldırmak için yüksek seviyelere veya binaların dışına yerleştirilmelidir.

PLC seçmenin bir dezavantajı havadaki radyo frekansları ile potansiyel girişim olacaktır. NPLC (G3-PLC, PRIME) bantlarında uzun dalga radyo veya bazı BPLC bantlarında FM girişimleri oluşabilir ve gürültü ve bit hataları üretebilir.

Kablo yapıları açıkça belirtilmemiştir. Ancak, anten radyo frekansı (RF) girişiminin yeraltında var olmadığı göz önüne alındığında, yeraltı kablolarının havai kablolar ile karşılaştırıldığında daha az gürültü ve daha iyi bit hata oranı (BER) sağlaması beklenmektedir. Ayrıca bükümlü kablolar deneysel olarak daha iyi BER gösterirler.

Ayrıca, NPLC işletim frekansı yükseldikçe gürültünün azaldığı, şebeke empedansının arttığı (daha iyi) ve verimin yükseldiği deneysel olarak gösterilmektedir. Buna ek olarak, frekans yükseldikçe (NPLC veya BPLC'nin her ikisi için), hat birleştiricinin boyutu küçülür ve uygun maliyetli hale gelir.

Yük profili okumalarındaki yüksek başarı, gelecekteki talebin karşılanması ve tepki ve talep tarafı yönetimi için çok önemli olacaktır. Yük azaltma ve değiştirme uygulayabilmek için, günde tek bir okumadan ziyade sık sık tekrarlanan veri okumaları daha önemli olacaktır. Bu, aynı zamanda geniş alanlarda ardarda yaşanan elektrik kesintilerini ortadan kaldırmak için avantaj sağlayacaktır.

Gelecekte, akıllı şebeke ve Gelişmiş Sayaç Altyapısı (AMI) ile, güç kabloları ve yüklerin modellenilebilir ve bunların iletim ve yansıma (saçılma / ağ) parametreleri PLC kanallarda elde edilebilir olması halinde, PLC sinyallerinin verimliliği ve kalitesi tahmin edilebilir. Sürdürülebilir PLC işlemlerini muhafaza edebilmek için standart PLC kanalları içinde şebeke yükü ve hat empedans uyumu sağlanmış ve korunmuş olmalıdır. PLC kaynak sinyal empedansını yük empedansına adapte eden bir tür PLC güçlendirici kart PLC performansını artırır, PLC kanal gürültüsünü azaltır ve sinyal gürültü oranını (SNR) iyileştirir, iletişim mesafesini artırır ve veri hızını iyileştirir.

Bu projeden çıkarılan başka bir sonuç, yaygınlaştırmayı iyi koşullarda karşılamak için Dağıtım Şebekesi Operatörleri tarafından CBS (Coğrafi Bilgi Sistemi) sisteminde bilgilerin güncel tutulması ihtiyacıdır.

Kurulum sırasındaki en büyük zorluklar mevcut altyapı alanındadır. Bazı durumlarda, yapısal ve coğrafi olarak mümkün olmadığı için sayaçlar hemen kurulamamaktadır (örneğin panellerde değişiklikler gereklidir). Sahada bulunan eski sayaçların boyutu ve teknik veya yapısal koşulları hakkında bilgi sahibi olunması, kurulum maliyeti üzerinde ciddi etkisi

olabilecek önemli bir faktördür. Eski altyapı bileşenleri yaygınlaştırma öncesi rastgele kontrol edilmeli ve envanter ile karşılaştırılmalıdır. Gereksinimlerde yapılan değişikliklerin hemen belgelendirilmesi ve Değişim Yönetimine bildirilmesi gerekmektedir.

Pozitif deneyimler	Negatif deneyimler
Sayaç altyapısının otomatik işletimi mümkündür.	Dağıtım Şebekesi Operatörleri, EPDK ve BTK arasında müzakerelere ve hususların açıklığa kavuşturulmasına ihtiyaç vardır.
AMI (Akıllı Sayaç Altyapısı) dijitalizasyonunda yeni seçenekler, yeni ve modern hizmetler için esastır.	Değişim yönetimi ve kalite kontrol
Giderlerin azaltılması mümkündür. (Sayaç okuma, hata tespiti, ağ işletimi, kaçak kullanımın önlenmesi, enerji verimliliği, verimlilik, dengeli yüklenme)	Üreticiler, uygulamalarını belirlenen kriterlere adapte etmediklerinden dolayı farklı bileşenler arasında birlikte çalışabilirlik hiçbir suretle sağlanamamıştır.
Hizmet kalitesi artışı	Sayaçların uygunluk doğrulaması için test programı oluşturulmamış olması, sayaç sisteminin gelecekteki kötü işletim riskini ikinci derece maliyetlere bağlı olarak artırmaktadır.
Bütün altyapı içinde istikrar ve birlikte çalışabilirliği sağlamak amacıyla diğer ülkelerde halihazırda doğrulanmış protokolün uygulanması için standart bir şartname alma kararı. Bu şartname, Türkiye gerçekliğine uyum için küçük değişikliklere uğramıştır.	Genel şebeke altyapı kalitesi düşük olup, özellikle PLC sinyalinin etkilemektedir.
yaygınlaştırmaya ilişkin olarak gelecekteki karar alımı için, aralarındaki performans karşılaştırmasını sunan çeşitli iletişim teknolojileri test edilmiştir.	Yeni bir sistemin uygulamaları için bölümler ve prosedürler arasında koordinasyon yetersiz/eksiktir. Oluşturulması/değiştirilmesi/güncellenmesi gerekmektedir.
Kurulumcular sınırlı bir süre içinde	Sayaç panel/kabinleri, yeni akıllı sayaç kurulumu

yaygınlaştırmayı tamamlamak için yeterince hızlıdır.	için genellikle çok küçüktür.
4 DAĞITIM ŞİRKETİGrubu, akıllı sayaç kurulumları, potansiyel sorunlar ve olası çözümleri hakkında değerli bir bilgi birikimi kazanmıştır.	Saha bilgisi güncel olmalıdır. GIS veya benzeri veriler güncel olmalıdır, aksi halde sahada yerinde tespit yapmak gerekmektedir ki bu da çok uzun bir süreç olmaktadır.
Bazı tedarikçiler, bu projeye destek vermek için çalışmakla beraber, kimi zaman harcadıkları çaba yetersiz kalmıştır ancak çoğunlukla ellerinden geleni yapmışlardır.	Tedarikçiler, kendi SW (yazılım) uygulamalarını uyarlamaya isteksizdir; örneğin, MDM sisteminden genel bir rapor formatı ve belirli bir veri talep edilmiş ancak tedarikçiler verileri farklı şekillerde teslim etmişlerdir.
4 DAĞITIM ŞİRKETİGrubu, akıllı sayaçlar ve verilerin değerlendirilmesi hakkında değerli bir bilgi birikimi kazanmıştır.	Bazı tedarikçiler, projeyi bir performans testi olarak gördükleri için, sistemin gelişimi sırasında veri sağlamayı reddetmişlerdir.
Türkiye'nin en büyük Akıllı Sayaç pilot projelerinden biri olmuştur ve başarıyla gerçekleştirilmiştir. Bu aynı zamanda müteakip bir proje olan TAS2020 için veri sağlayabilir. Uygun teknolojiler seçildikten ve yol haritaları belirlendikten sonra ülke genelinde daha büyük ölçekli pilot projeleringerçekleştirilmesi tavsiye edilir.	Tedarikçiler için, Türkiye'de bir dağıtım şirketi ilk kez bir nesne modeli ve mutlak şartnameler ortaya koymuştur. Bunun için sayaç firmalarının kendilerini adapte etmeleri çok kolay olmamıştır.

12.2 Kazanımlar

Bu bölümde projenin her aşamasında öğrenilen farklı dersler toplanmıştır. Bu öğrenilen dersler ilgili dağıtım şirketlerine gelecekteki yaygınlaştırma projeleri için hazırlıklı olmasında yardımcı olacaktır.

12.2.1 Şartnameler

Projenin geliştirilmesi için, tüm paydaşların farklı sistemlerle farklı üreticiler arasında birlikte çalışabilirliği sağlayabilmek adına bir zorunluluk olarak şartnameye uymaları gerekmektedir. Bunun anlamı, yazım hataları ya da yeni gerekliliklerin eklenmesi ihtiyacı olmadıkça herhangi bir değişiklik yapılmayacaktır.

Buna ek olarak, şartname bakımından ihale koşulları, projenin daha ileri aşamalarındaki sorunları önlemek amacıyla, üreticileri bu koşullara uymayı mecbur bırakacak yeterlilikte mutlak olacaktır. Proje ilerledikçe (yaygınlaştırma ve Veri Analizi), iki farklı tedarikçiden temin edilen G3 sayaçları arasında, aralarındaki güvenlik seviyesi farklarına bağlı olarak bazı birlikte çalışabilirlik sorunları olduğu görülmüştür. Bu nedenle, diğer bir tedarikçiden temin edilen sayaçların, MDM (Sayaç Veri Yönetimi) üzerinden işletmek mümkün olması gerekirken, her bir tedarikçi kendi MDM (Sayaç Veri Yönetimi) sistemini uygulamaktadır. Aynı iletişim teknolojisini uygulayan sayaçlar birlikte çalışabilir olmalıdır.

Projenin başlangıcından önce, ulusal iletişim standartlarına başvurularak farklı iletişim ortamları için kullanımdaki frekanslar ve kullanımı için izinler kontrol edilmelidir. Avrupa'da, Dağıtım Şebekesi Operatörlerine sistemi daha iyi işletmeleri ve düzenleyici kurumlar tarafından projenin engellemesi riskini önlemek için, bir frekans bandı sağlanması hedefi mevcuttur.

BT sistemlerinin spesifikasyonları proje kapsamı dışında bırakılmıştır ancak bu tür sistemler için gereksinimler, MDM, HES, Gateways, VPN, APN, Sim kartlar, DC ve Akıllı Sayaçlar gibi farklı sistemlerin daha iyi işletimi ve birlikte çalışabilirlik için Akıllı Sayaç yaygınlaştırma pilot projesinin bir parçası olmalıdır.

12.2.2 İhale Açma

İki adet tedarik süreci deneyimi sayesinde sonraki akıllı sayaç projeleri için bazı değerli girdiler elde edilmiştir. Bu bölümde sonuçlar ihale süreci ve tedarikçilerin teklifleri üzerinde odaklanmıştır. (Bu tekliflerin ekonomik değerlendirmesini içermez.¹⁸)

Genel olarak teslimat süresi, yabancı tedarikçiler için gümrük süresi ve Türk kanunlarına göre gerekli olması halinde yeni sayaç modellerinin Türkiye'de tescili dahil olmak üzere 4 ile 8-12

¹⁸ Tekliflerin detaylı ekonomik ve teknik değerlendirmesi için ihale değerlendirme dokümanına başvurulabilir.

hafta arasında değişmektedir. Bu teslim süresi projenin genel planlamasına etkil eder. Yaygınlaştırmanın planlanmasında bu asgari teslimat süresi dikkate alınmalıdır.

Ayrıca, üreticilerin sınırlı üretim kapasitelerine sahip olabileceği ve bu nedenle sayaç üretimi için daha uzun bir teslimat süresi ile hesaplama yapılması gerektiği ortaya çıkmıştır.

Üreticilere tekliflerini ayrıntıları doldurmak için bir excel şablonu sağlanmış olmasına rağmen, bu formata uygun cevaplar alınamamıştır. Bu sorun, tekliflerin ayrıntıları düzeyinde farklılıklar oluşmasına yol açmış ve aralarında karşılaştırma yapılmasına engel teşkil etmiştir.

Bazı durumlarda üreticilerin hizmeti düzgün olarak tanımlamadan sundukları “her şey dahil” fiyatlar uygulama sırasında tartışmalar ve sorunlara yol açmaktadır.

Başlangıçta üreticilere tekliflerini sunmak için 2 hafta verilmiş, ancak seçilen tedarikçilerin çoğunluğu verilen termin tarihine kadar teklif sunmadıkları için sürenin uzatılması gerekmiştir.

Bir üretici, dokümanlarda belirtilen teknik şartları tamamen göz ardı ederek kendi tercih ettikleri çözümü sunmuştur.

Bazı üreticiler işi yapmak için gerçek bir gayret göstermekle beraber, bunu referanslarla kanıtlamakta başarısız olmuştur. Genel olarak, ihale sürecinde teslim edilen teknik dokümantasyon kaliteden yoksundu.

12.2.3 Yaygınlaştırma (Roll out)

Hem faz 1 ve faz 2 ylaştırma işlemleri sırasında edinilmiş deneyime dayanarak şu başlıkları listelemek mümkündür:

- Kurulum esnasında faz sıralarına (L1, L2, L3) ve mevcut yöne dikkat edilmediğinde, önemli problemler yaşanmaktadır. O nedenle akıllı sayaç montajında kurulum aşaması çok önemlidir, bağlantılar düzgün ve doğru şekilde yapılmalıdır. Ferraris tipi (mekanik) ya da eski elektronik sayaçlar için bu bir sorun değildi ama yeni çift-yönlü (üretim ve tüketim ölçen) sayaçlar için, yanlış bağlantıda hatalı ölçüm değerleri oluşabilir.
- Mevcut panolar, eski sayaçlardan daha büyük olan yeni akıllı sayaçları koymak için her zaman yeterli büyüklükte değil. Bu da montaj esnasında önemli problemler oluşturabilmektedir.

- Genel olarak sayaç pano kalitesi düşüktür. Bina içi kablolama tertibatı (çoğunlukla bina giriş veya bodrumunda bulunan sayaç panolarında) güvenli görünmemektedir ve kontrolü çok mümkün değildir. Ayrıca, nötr bağlantılar, nötr baraya doğrudan bağlanmak yerine sayaçtan sayaca atlatılmaktadır. Yeni sayaçlar nötr akımı da ölçtüğünden, bu durum sayaçlarda hatalı değerlere neden olabilir.
- Bazı transformatörlerin (özellikle kentsel alanlarda bulunan) aşırı yüklendiği gözlemlenmiştir. Bu PLC iletişimi için iyi bir koşul değildir.
- Bazı trafo merkezleri gürültü üretmektedir, bu olumsuz etkiyi ortadan kaldırmak için DC trafo merkezi dışına yerleştirilebilir.
- Genellikle Kablolamalar ve trafo içindeki fiderler/deparlar güvenli ve sağlam değildir.
- Çoğunlukla trafolardaki panel/kabinlerin içerisinde DC gibi yeni ekipmanların kurulumu için yeterli alan mevcut değildir. İlave panolar gerekli olabilir ya da ekipman duvarlara doğrudan monte edilebilir. Sahada; çoğunlukla abone başına sadece tek bir devre kesici (sigorta) mevcuttur ve bu akım anahtarı devreye sayaç öncesinde bağlıdır. Bağlantının herhangi bir nedenle kesilmesi durumunda, akım anahtarı devreyi kesmekte ve sayaç bağlantısı kesilmektedir.
- Bazen kurulan DC'ler bloke olmuş ve yeniden başlatılması gerekmiştir. Bunların çoğunda problemin kaynağının trafoların aşırı ısınması olduğu düşünülmektedir.
- Çalışanların ve ekiplerin sayısı gün başına mümkün sayaç kurulumu sayısını etkilemiştir. Örneğin, besleyici testleri veya binalara erişim sorunları gibi durumlar da mümkün olan kurulum rakamlarını etkilemektedir. Halihazırda Dağıtım şirketiekiplerindeki eğitimli personel, yaygınlaştırma (kurulum) ile ilgili temel süreçleri yürütmek için iyi eğitilmiş durumdadır. Gelecekteki yaygınlaştırmalar için daha fazla personelin eğitilmesi gerekmektedir. Ayrıca açıkça kötü şebeke altyapısına sahip alanların incelenmesi, bileşenlerin satın alımından önce gerçekleştirilmelidir.
- Sayaçlar ile ilgili tüm teknik bilgilerin bilfiil ve sürekli olarak personel tarafından erişilebilir olması gerekmektedir. Bir şekilde tedarikçiler ile iletişim eksikliği olduğu görülmektedir. Süreç sürekli olarak takip edilmelidir, aksi takdirde sistem veya departmanda hatalı bilgi mevcut kalacaktır. Bu durum ek maliyetlere neden olabilir. Tüm değişiklikler etkilenen departmanlar arasında iletilmelidir.

- Gerekliliklere ilişkin yapılan değişiklikler derhal belgelenmeli ve Değişim Yönetimine bildirilmelidir.
- Yaygınlaştırmanın tüm alanlarında yeterli bir iletişim altyapısının bulunup bulunmadığı incelenmelidir. Bu mutlaka açıklığa kavuşturulması gereken bir husustur ve tedarik süreçleri yapılmadan önce tamamlanmalıdır.
- Arıza süreçleri hakkında tüm bilgiler, örneğin iletişim hataları, veri raporları veya mevcut sunucularda işlenen veriler, testler sırasında toplanmıştır. Bu süreç, değerlendirme ve yaygınlaştırma testleri sonrasında güncellenmeli ve değişim süreçlerine transfer edilmelidir.
- Gelecekteki akıllı sayaç sürecinin geliştirilmesi esasen kendi başına bir proje olarak görülebilir ve ayrıntılı bir iş tasarımı ve teknik bir süreci kapsayacaktır (akış şeması seviyesinde süreç hiyerarşisi ve tasarımı). Mevcut incelememiz, süreçlerin ilgili kişiler veya sorumlu çalışanlar için daha anlaşılır hale getirilmesi gerektiğini göstermektedir. Personel daha iyi eğitilmeli ve süreçleri daha iyi entegre edilmelidir. Bu durumda daha iyi ve etkin bir çalışma için bir sonraki adım atılabilir.

Yeni teknolojiler yeni destek süreçleri gerektirir. Akıllı sayaçlar, enerji tedarikçileri için kendi iletişim ağlarında daha önce mevcut olmayan yeni bir teknolojidir. Bu nispeten yeni teknoloji ve eklenen iletişim bileşenleri ve sistemleri belirli ve sürekli bakım gerektirir. Arızalar, değiştirilen süreçler veya teknik sorunlarla ilgilenmek, iştirakçileri sürekli olarak zorlayan bir şirket mücadelesidir.

Yaygınlaştırma uygulamasında, projenin stratejik planlama aşamasından eski cihazların kaldırılmasınakadar olan süreçte önemli ölçüde hata olasılıkları ve usule ilişkin zayıflıklar ortaya çıkabilir ve kaçınılmaz kalite ve maliyet risklerine yol açar.

Şimdiye kadarnispeten az deneysel bilgiye bağlı olan günümüz uygulama projelerinin karmaşıklığı, bu sorunu şiddetlendirir.

Mevcut destek süreçleri yeni görevler ile takviye edilmelidir. Organizasyonel sorumlulukları açıklamaya ek olarak, hataları düzeltmek için elektronik iş emir akış sistemleri kullanılması tavsiye edilir. Şimdiye kadar birbirleri ile çalışmak zorunda kalmamış olan birimlerin yeni birleşimi, bir e-mail yağmuruna ve iletişimde kaosa yol açabilir. Bu nedenle, hataların ele alınmasından sorumlu bir "Hata Süreçleri" koordinasyon kurulu kurulması mantıklıdır.

Tecrübeye istinaden, akıllı sayaçların yaygınlaştırılması için aşağıdaki süreçlerde değişiklik olmuştur:

- Ekipman / iletişim teknolojisi seçimi (diğer veri yoğunlaştırılar arasında),
- Cihaz türlerinin tespiti,
- Ekipman satın alımı,
- İletişim teknolojisinin satın alımı (diğer veri yoğunlaştırılar arasında),
- SIM kartların satın alımı,
- Ekipman kalite kabul testleri,
- Sistemde depo lojistik/idaresi,
- Cihazların sağlanması,
- Cihazların kurulum lojistiği,
- Saha personeli tahsis edilmesi,
- Cihazların kurulumu,
- Atık ekipmanların idaresi,
- Kurulumun doğrulanması,
- Ekipmanların sistem teknik kurulumu,
- Klasik destek ve hata ayıklama,
- Sayaç okuma,
- Okuma planlama,
- Ekipmanın programsız değişimi,
- kilitleme,
- Müşteri iletişim süreçleri (telefon, mail, mektup, müşteri merkezi, internet portalı)
- Tarife değişikliği,
- Müşteri değişikliği,
- Hizmete alma,
- Tarife ve fiyat belirlenmesi,

Aşağıdaki süreçler yeni eklenmiştir:

- Kalite Kabul iletişim teknolojisi,
- İletişim teknolojisinin tedarik edilmesi,
- Özellik denetimleri (proje-bazlı),
- Planlama değişikliği listesi (proje-bazlı),
- Kurulum lojistik iletişim teknolojisi,
- İletişim teknolojisinin kurulumu,
- Sistem teknik kurulum iletişimi,
- Akıllı sayaç desteği,
- Gönderim ve PIN bilgisi / Kullanıcı Kılavuzu,
- İzleme ve raporlama süreçleri.

İşletme deneyimi, yaygınlaştırmanın günlük operasyonları önemli ölçüde etkilediğini göstermiştir. Alışıl gelmiş, bazen geleneksel süreçlerin genişletilmesi veya kırılması; yeni süreçler, görevler ve organizasyonel birimler gerekir. Özellikle geçiş döneminin ilk yıllarında, şirkette bağlantı ve uzun vadeli birleşmeyi gerektiren paralel süreçler uygulanabilir. Büyük bir

yaygınlaştırma, bir şirketi temelli olarak değiştirir. Ancak, deneyimler göstermektedir ki, yaygınlaştırma projelerinin başarılı bir şekilde uygulanmasında, bilişim ve sistem mühendisliği görevlerine ek olarak lojistik de ayrıca önemlidir.

12.2.4 Veri Analizi

Verileri toplamaya ve analiz etmeye çalışırken, potansiyel bir yaygınlaştırma esnasında dikkate alınması gereken bazı zorluklarla karşı karşıya kalınmıştır:

Bir sistemin günlük performansı, aynı sistemin, haftalık veya aylık performansından farklı (daha düşük) olabilir. Herhangi bir iletişim sorunu (sayaç-DC veya DC-HES seviyesinde) sebebiyle, bazı günler veri toplamak mümkün olmayabilir ancak geçici iletişim sorunu çözüldükten sonra bu veri sistem üzerinde görülebilir.

Veriler tedarikçilerden zamanında ve talep edildiği/doğru biçimde toplanamamıştır. Bir rapor şablonu sağlanmış olmasına rağmen, tedarikçilerden alınan raporların hemen hemen tümünün farklı bir formatta olması, dosyaların aynı biçime getirilmesi için ağır bir ek iş yükü yaratmıştır.

Tüm tedarikçiler aynı veri kümesini sağlamamıştır. Bu nedenle, Anahtar Performans Göstergesi (KPI) olarak minimum bir veri kümesi oluşturulmuştur.

Bazı tedarikçiler, uyum dönemleri esnasında veri sağlamayı reddetmişlerdir. Bu projenin temel amacının sorunları görmek, çözümleri belirlemek ve sistemin iyileştirilmesini izlemek olduğunu belirtmemize rağmen, bazıları sorunu çözmeye odaklanırken, bazıları bu dönemde sonuçları paylaşmayı istememiştir.

13 KAYNAKÇA

- DLMS UA 1000-1 Ed. 12.0 – Blue Book Ed. 12
- IDIS P1-PLC-P-1.0 Ed. 1.1 – Package 1 PLC Profile Edition 1.1, 2011, 10-10-2011
- IDIS P1-OBJ ed1.1 - Package 1 Smart Metering Objects Edition 1.1, 10-10-2011
- World Bank (last access: 2016-07-21;
 - <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.DEFL.KD.ZG?locations=TR>)
- Deutsche Bank (last access: 2016-06-22;
 - https://www.db-markets.com/#fx_rates/db_settlementrates)

14 EKLER

- A. Veri Değerlendirme Tabloları
- B. Sayaç Tedarikçilerinin Sunduğu Ek Raporlar
 - 1) Elster Kurulum Kılavuzu BEDAŞ
 - 2) Elster Kurulum Kılavuzu AEDAŞ
 - 3) Sagemcom BEDAŞ UEDAŞ AEDAŞ raporları
 - 4) Iskraemeco UEDAŞ raporu
 - 5) Iskraemeco AEDAŞ raporu
 - 6) Elster SNR Raporu
 - 7) Elster Değerlendirme Raporu (Elster Son rapor)
 - 8) Landis & Gyr Değerlendirme Notları (Landis & Gyr Rapor)
- C. Diğer Dağıtım Şirketleri İle Paylaşılmasında Sakınca Görülen ve Paylaşılması Tavsiye Edilen Bölümler Listesi
- D. EPDK Başvuru Dosyası ve Onay Yazısı
- E. EPDK Bütçe ve Süre Revize Talebi
- F. Masraflar ve Faturalar Klasörü
 - PROJE BÜTÇESİ ÖZET TABLO
 - BEDAŞ DNV-GL, BEDA ve SAYAÇ Faturaları
 - UEDAŞ DNV-GL, ULUĞ ve SAYAÇ Faturaları
 - AEDAŞ DNV-GL, AKDEN ve SAYAÇ Faturaları
 - ÇEDAŞ DNV-GL, ÇAMLI ve SAYAÇ Faturaları
 - BEDAŞ Masraf Faturaları
 - UEDAŞ Masraf Faturaları
 - AEDAŞ Masraf Faturaları
 - ÇEDAŞ Masraf Faturaları

T.C.
ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURUMU



BOĞAZIÇI
ELEKTRİK
DAĞITIM

ULUDAĞ
ELEKTRİK
DAĞITIM

AKDENİZ
ELEKTRİK
DAĞITIM

ÇAMLIBEL
ELEKTRİK
DAĞITIM

Proje Adı:

**Hibrit Haberleşme Altyapısı ile Pilot Akıllı Sayaç Uygulaması,
Fizibilitesi ve Yaygınlaştırma Yol Haritası Belirleme Projesi**

Proje Dönemi:

Temmuz 2014

Ar-Ge Komisyon Karar No:

7/14/07

Proje Sahibi Şirket:

BEDAŞ, UEDAŞ, AEDAŞ, ÇEDAŞ

Aralık 2016

ANKARA

KÜNYE

Proje Sahibi	BEDAŞ, UEDAŞ, AEDAŞ, ÇEDAŞ
Proje Adı	Hibrit Haberleşme Altyapısı ile Pilot Akıllı Sayaç Uygulaması, Fizibilitesi ve Yaygınlaştırma Yol Haritası Belirleme Projesi
Proje Bölgesi	İstanbul (BEDAŞ) Bursa, Yalova (UEDAŞ) Antalya (AEDAŞ) Sivas, Tokat, Yozgat (ÇEDAŞ)
Proje Süresi	12+6 Ay
Ar-Ge Dönemi	Temmuz 2014
Ar-Ge Komisyon Kabul no ve Tarihi:	7/14/07 Eylül 2014

1 ÖNSÖZ

Hibrit Haberleşme Altyapısı ile Pilot Akıllı Sayaç Uygulaması, Fizibilitesi ve Yaygınlaştırma Yol Haritası Belirleme Projesi kapsamında 4 dağıtım şirketinde 7 farklı ilde kurulumu yapılmış olan 7 farklı markadan 7 farklı haberleşme teknolojisine sahip (bkz Tablo) akıllı sayaçların farklı şebeke koşulları ve coğrafyalarda test edilmiş olması itibariyle Türkiye’deki en kapsamlı Akıllı Sayaç Pilot projesidir.

G3-PLC (OFDM)		PRIME (OFDM)	BPL	DCSK		S-FSK (G1) IDIS Pack1		RF			HIBRIT
Landis + Gyr	Sagemcom	Sagemcom	Elster	Luna	Nar (NIK)	Landis + Gyr	IskraEmeco	Luna	Nar (NIK)	Kamstrup	Luna

Türkiye’ye ilk kez getirilen 3 haberleşme teknolojisi (G3, PRIME, BPL) ve ilk kez ithal edilen 8 farklı sayaç modeli projenin ilklerinden bazılarıdır (Farklı haberleşme modülü ile daha önce ithal edilen monofaz ve trifaz sayaçlar bu sayıya dâhil değildir). Bu durum sayaç distribütör ve üreticilerinin yerel desteğinin artırılmasında katkı sağlayacaktır. Türkiye’de ilk kez talep edilen Türkiye dağıtım şirketlerine özel DLMS/COSEM Nesne tabanlı teknik şartname ile yerel üreticilerin de yeni teknolojilere hazırlanmasını sağlamaktadır.

Dağıtım şirketlerinde şebekenin sinir uçları gibi sahada sensör görevi gören ve müşteriye temas edilen en son nokta olan akıllı sayaçlar için fayda maliyet analizi ile EPDK’ya bir akıllı sayaç maliyeti projeksiyonu oluşturmakta ve olası kazanımlar listelenmektedir.

Gelecekte tam ölçekli yaygınlaştırmaya gitmeden önce, bu projede elde edilen tecrübeler çerçevesinde ve önerilen teknolojiler için daha yüksek adetlerde (2-3 ilçe gibi) küçük yaygınlaştırmalar planlanmalı, edinilen tecrübelerden ne oranda faydalandığına bakılmalı ve daha detaylı fayda maliyet analizleri elde edilmelidir.

2 İÇİNDEKİLER

1	ÖNSÖZ	3
2	İÇİNDEKİLER	4
2.1	Şekil Listesi	5
2.2	Tablo Listesi	8
3	YÖNETİCİ ÖZETİ	9
4	ANAHTAR KELİMELER	16
5	KISALTMA TABLOSU	16
6	AKILLI SAYAÇ PİLOT PROJESİNE GİRİŞ	18
6.1	Temel Hedefler	18
6.2	Proje Zaman Dilimi	23
6.3	Proje Kısıtlamaları	25
7	TEKNİK ŞARTNAMENİN GELİŞTİRİLMESİ	26
7.1	Nesne Modeli	27
7.2	Sayaçlar ve Veri Yoğunlaştırıcı İşlevleri	28
7.3	İletişim Teknolojileri	36
7.4	MDM	42
7.5	Sistem Mimarisi	46
8	İHALE SÜRECİ	48
8.1	1. Faz Tedarik	48
8.2	2. Faz Tedarik	49
9	DEVREYE ALIM	54
9.1	Seçilen Trafo Merkezlerinin Tanımı	54
9.2	Kurulum sürecinin tanımı	80
10	VERİ DEĞERLENDİRME	86
10.1	OFDM PLC	86
10.2	BPL	99
10.3	S-FSK	102
10.4	DCSK	109
10.5	RF	112
10.6	Hibrit	119

11	FAYDA / MALİYET ANALİZİ	121
11.1	Değerlendirme Çerçevesi	121
11.2	Akıllı Sayaçların Olası Etkileri	122
11.3	Girilen Verilerinin Tanımı ve Önerilen Modelleme Varsayımı	126
11.4	Senaryolar	131
11.5	Fayda ve Maliyetin Değerlendirilmesi	136
12	SONUÇ VE ÖĞRENİLEN DERSLER.....	154
12.1	Ana Sonuçlar	154
12.2	Kazanımlar	160
13	KAYNAKÇA	166
14	EKLER	167

2.1 Şekil Listesi

Şekil 1: AMR'den AMI'ya	18
Şekil 2: AMI Sistemi	19
Şekil 3: Akıllı Sayaç Pilot Bölgeler	20
Şekil 4: Akıllı Sayaç Pilot Hedefler	21
Şekil 5: Akıllı Sayaç Pilot Proje Kapsamı	23
Şekil 6: Gerçekleştirilen Proje Planı	24
Şekil 7: Sistem Mimarisi	47
Şekil 8: BEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası	55
Şekil 9: BEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası	56
Şekil 10: BEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası	57
Şekil 11: BEDAŞ DCSK testi trafo merkezi haritası (1#2)	58
Şekil 12: BEDAŞ DCSK testi trafo merkezi haritası (2#2)	59
Şekil 13: BEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası	59
Şekil 14: BEDAŞ S-FSK Testi Trafo Merkezi Haritası	60
Şekil 15: UEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası (Landis + Gyr)	61
Şekil 16: UEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası (Sagemcom)	62
Şekil 17: UEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası	63
Şekil 18: UEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası	64
Şekil 19: UEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası	65
Şekil 20: AEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası	66
Şekil 21: AEDAŞ G3-PLC test trafo merkezi haritası (Düzeltilmiş)	67

Şekil 22: AEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası	68
Şekil 23: AEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası	69
Şekil 24: AEDAŞ DCSK testi trafo merkezi haritası	70
Şekil 25: AEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası (Kamstrup)	71
Şekil 26: AEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası (Luna)	72
Şekil 27: AEDAŞ Hybrid testi trafo merkezi haritası	72
Şekil 28: AEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası	73
Şekil 29: ÇEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası	74
Şekil 30: CEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası	74
Şekil 31: ÇEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası	75
Şekil 32: ÇEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası (Kamstrup - Nar/Nik - Luna)	76
Şekil 33: ÇEDAŞ Hibrit testi trafo merkezi haritası	77
Şekil 34: ÇEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası (1/2)	78
Şekil 35: ÇEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası (2/2)	79
Şekil 36: Elster BPL Veri Toplama Paneli	84
Şekil 37: Elster BPL Veri Toplama Paneli Bağlantı Diyagramı	85
Şekil 38: G3 Landis & Gyr BEDAŞ Günlük Faturalandırma	88
Şekil 39: G3 Landis & Gyr BEDAŞ Yük Profili	89
Şekil 40: G3 Sagemcom BEDAŞ Yük Profili 1	90
Şekil 41: G3 Sagemcom BEDAŞ Yük Profili 2	90
Şekil 42: G3 Landis & Gyr UEDAŞ Günlük Faturalandırma	91
Şekil 43: G3 Landis & Gyr UEDAŞ Yük Profili 1	92
Şekil 44: G3 Sagemcom UEDAŞ Yük Profili1	92
Şekil 45: G3 Sagemcom UEDAŞ Yük Profili2	93
Şekil 46: G3 Landis & Gyr AEDAŞ Günlük Faturalandırma	94
Şekil 47: G3 Landis & Gyr AEDAŞ Yük Profili 1	94
Şekil 48: G3 Sagemcom AEDAŞ Yük Profili 1	95
Şekil 49: G3 Sagemcom AEDAŞ Yük Profili 2	95
Şekil 50: G3 Landis & Gyr ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	96
Şekil 51: G3 Landis & Gyr ÇEDAŞ Yük Profili 1	97
Şekil 52: G3 Sagemcom ÇEDAŞ Yük Profili 1	98
Şekil 53: G3 Sagemcom ÇEDAŞ Yük Profili 2	98
Şekil 54: BPL Elster AEDAŞ Günlük Faturalandırma	100
Şekil 55: BPL Elster AEDAŞ Yük Profili 1	100
Şekil 56: BPL Elster ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	101
Şekil 57: BPL Elster ÇEDAŞ Yük Profili 1	102
Şekil 58: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) BEDAŞ Günlük Faturalandırma	103

Şekil 59: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) BEDAŞ Yük Profili	104
Şekil 60: S-FSK L&G, Iskra (Iskra DC) UEDAŞ Günlük Faturalandırma	105
Şekil 61: S-FSK L&G, Iskra (Iskra DC) AEDAŞ Günlük Faturalandırma	106
Şekil 62: S-FSK L&G (L&G DC) ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	107
Şekil 63: S-FSK L&G (L&G DC) ÇEDAŞ Yük Profili	107
Şekil 64: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	108
Şekil 65: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) ÇEDAŞ Yük Profili	108
Şekil 66: DCSK Nar/Nik BEDAŞ Günlük Faturalandırma	109
Şekil 67: DCSK Nar/Nik BEDAŞ Yük Profili	109
Şekil 68: DCSK Luna BEDAŞ Günlük Faturalandırma	110
Şekil 69: DCSK Luna BEDAŞ Yük Profili	110
Şekil 70: DCSK Luna AEDAŞ Günlük Faturalandırma	111
Şekil 71: DCSK Luna AEDAŞ Yük Profili	112
Şekil 72: RF Kamstrup BEDAŞ Günlük Faturalandırma	113
Şekil 73: RF Kamstrup BEDAŞ Yük Profili	114
Şekil 74: RF Nar/Nik BEDAŞ Günlük Faturalandırma	114
Şekil 75: RF Nar/Nik BEDAŞ Yük Profili	114
Şekil 76: RF Kamstrup AEDAŞ Günlük Faturalandırma	115
Şekil 77: RF Kamstrup AEDAŞ Yük Profili	116
Şekil 78: RF Kamstrup ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	117
Şekil 79: RF Kamstrup ÇEDAŞ Yük Profili	117
Şekil 80: RF Nar/Nik ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	118
Şekil 81: RF Nar/Nik ÇEDAŞ Yük Profili	118
Şekil 82:Hibrid Luna ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma	120
Şekil 83:Hibrid Luna ÇEDAŞ Yük Profili	120
Şekil 84: Sayaçların sayısındaki gelişim yatkınlığı	133
Şekil 85: ALT BPL'nin yarattığı nakit akışı	138
Şekil 86: ALT OFDM için nakit akışı	140
Şekil 87: ALT RF için nakit akışı	142
Şekil 88: ALT Hybrid için Nakit Akışı	144
Şekil 89: ALT Ortalama için Nakit Akışı	146
Şekil 90: Fayda-maliyet analizinde dikkate alınan duyarlılık ve NBD üzerindeki etkileri için Tornado analizi [MTL]	149
Şekil 91: NBD üzerinde az etkisi olan duyarlılıklar için indirgenmiş tornado analizi [MTL]	150

2.2 Tablo Listesi

Tablo 1: Sayaç haberleşme teknolojileri genel değerlendirme tablosu	11
Tablo 2: HES/MDM tarafında kayıtlı veya aktif sayaçlara ilişkin özet sonuçlar.	12
Tablo 3: Kurulumu gerçekleştirilen sayaçlara oranla hesaplanan başarılı günlük faturalama okuma yüzdesi	13
Tablo 4: Kurulumu gerçekleştirilen sayaçlara oranla hesaplanan başarılı yük profili okuma yüzdesi	14
Tablo 5: Değerlendirilen her bir Alternatif için Yatırım Geri Dönüş Oranı	15
Tablo 6: Her bir Dağıtım Şebekesi Operatörü için kurulan teknolojiler	37
Tablo 7: Teslimat süreleri ve eğitimler	81
Tablo 8: Sayaç adetleri	82
Tablo 9: Akıllı sayaç altyapısının sağlayacağı faydalar	123
Tablo 10: Temel olası maliyet ve fayda kalemleri	125
Table 11: Değerlendirmede kullanılan ortalama maliyet ve fiyatlar	127
Tablo 12 Fiyat endeksleri ve değerlendirmede kullanılan yıllık artışlar	129
Tablo 13 Model parametrelerinde yapılan temel varsayımlar	130
Tablo 14: CB1 maliyet kalemleri	134
Tablo 15: CB2 maliyet kalemleri	134
Tablo 16: CB3 maliyet kalemleri	134
Tablo 17: CB4 maliyet kalemleri	135
Tablo 18: CB5 maliyet kalemleri	135
Tablo 19: CB6 maliyet kalemleri	135
Tablo 20: CB7 maliyet kalemleri	136
Tablo 21: CB8 maliyet kalemleri	136
Tablo 22: ALT BPL İçin Şimdiki Değer	137
Tablo 23: ALT OFDM için şimdiki değerler	139
Tablo 24: ALT RF için güncel değerler	140
Tablo 25: ALT Hibrit için Güncel Değerler	143
Tablo 26: ALT Ortalama için Güncel Değerler	144
Tablo 27: ALT Ortalama Hesaplaması için Hizmet Bedeli Değerleri	146
Tablo 28: Farklı duyarlılık senaryolarına için model parametrelerinde başlıca varsayımlar	147
Tablo 29: Alternatifler arası Fayda/maliyet Ögesi ve NBD/IRR Karşılaştırması	150

3 YÖNETİCİ ÖZETİ

Türkiye'deki Dağıtım Şirketleri, yakın gelecekte akıllı sayaçların ve bunlara ilişkin iletişim teknolojilerinin kurulumunu ve kullanımını değerlendirmektedirler. Abone noktalarına akıllı sayaçların kurulumu birçok değişikliğe öncülük edecektir. Bu değişikliklerden önemli biri, yeni bilgi ve iletişim teknolojilerinin (ICT) ve bunu mütakip mevcut şebekeye ek olarak tamamen yeni gelişmiş bir sayaç altyapısının (AMI) kullanılmasıdır.

Sayaçtan veri toplama şeklinde tek yönlü iletişim gerçekleştirerek çalışan geçmişteki sistemlere AMR (Otomatik Sayaç Okuma) sistemleri denmekteydi. AMI zaman içerisinde gelişerek, bir sayaç okuma sistemi olmaktan çıkarak bugünün çift yönlü iletişim gerçekleştiren veri sistemleri haline geldi.

Bu yeni ve karmaşık gelişmiş sayaç altyapısını (AMI) daha iyi anlayabilmek adına dört dağıtım şirketi, Türkiye'nin dört farklı bölgesini kapsayan bir akıllı sayaç pilot projesi gerçekleştirdi. Projenin ana hedefi, farklı iletişim teknolojilerini ve aynı teknolojiyi öneren farklı ürünleri/firmaları kıyaslamaktır. Ayrıca, her bir teknolojinin mümkün olan en zor koşullarda test edilmesi de amaçlanmaktadır.

Proje 18 ay sürmüştür ve iki ana bölümden oluşmaktadır, bu bölümlerden birincisi sayaçlar, veri yoğunlaştırıcılar, MDM hizmetleri ve bu ürünlerin tedariki ile ilgili bir teknik şartname hazırlanması ve ikinci kısım ise 8000 adet sayacın kurulumu, veri toplanması ve süreçlerin analizinden oluşmaktadır.

Bu proje kapsamında sayaç, veri yoğunlaştırıcı / gateway ve MDM için 3 teknik şartname ve detaylı bir DLMS Nesne Modeli geliştirilmiştir. Seçilecek teknik çözümlerin standart çözümler olacağı projenin başlangıcında netlik kazanmıştır. Standart çözümlerin faydası, bileşenlerinin açıklığı ve birlikte çalışabilirliğinde yatmaktadır. Açıklık, AMI sisteminin gelecekte talep edebileceği gereksinimlerin karşılanacağını ve diğer teknolojilerin sisteme entegre edilebileceğini garanti etmektedir yani diğer bir deyişle ürün standartları gelecekteki işlevleri ve iletişim teknolojilerini kapsayabilecek nitelikte olmalıdır. Birlikte çalışabilirlik ise sistemin farklı türdeki ve farklı firmalardan tedarik edilen diğer sistemlerle bilgi alış-verişi gerçekleştirebilmesi olarak tanımlanan bir diğer gerekliliktir.

Hem ucu açıklık hem de birlikte çalışabilirlik uygulama modellemesinin iletişim teknolojilerinden ayrıştırılması anlamında oldukça önemlidir. Bu durum, asla bitmeyen bir teknoloji evrimini mümkün kılarken gerekli durumlarda köklü geçişler yapılmasına da olanak sağlayacaktır.

Avrupa Komisyonu 2009 yılının Mart ayında karmaşık uygulamaları, günümüz ve gelecekteki iletişim araçlarını ve metrolojik blok ile güvenli bir arayüzlemeyi destekleyen açık mimariye sahip şebeke sayaçları ile ilgili bir Avrupa Standardı geliştirilmesini öngören M/441 Genelgesi'ni yayınlamıştır. Bu Genelge sonrasında kabul edilen standart olan DLMS/COSEM, proje için seçilen uygulama protokolüdür.

Mevcut DLMS/COSEM standardı, belirli bir gerçekliğe, belirli gerekliliklere ve her ülkenin veya şirketin ihtiyaçlarına göre şekillendirilebilecek şekilde gaz, elektrik ve ısı tüketimini ölçebilen cihazlara ilişkin bir dizi kurallar/şartname içermektedir. Satandarda ilişkin şartname, bu proje kapsamında CLK konsorsiyumunun ihtiyacı olan IDIS nesne modelini baz alacak şekilde şekillendirilmiştir.

Teklif edilen DLMS/COSEM tabanlı standartların ucu açıklığı, uygulamanın telekomünikasyon teknolojilerinden ayırtırmayı mümkün kılmış ve bunu müteakip proje çerçevesinde geniş tabana yayılan birçok farklı teknoloji test edilmiştir.

Dağıtım şirketlerinin daha önce akıllı sayaç piyasasındaki diğer ana trend olan GPRS sayaçlarıyla tecrübesinin bulunmasından dolayı bu proje PLC ve RF teknolojilerinin test edilmesine odaklanmıştır. Seçilen teknolojiler S-FSK, DCSK, BPL, OFDM (G3 VE PRIME), RF ve Hibrit (PLC+RF) teknolojileridir. Aşağıdaki tablo her bir teknolojinin farklı şebeke koşullarındaki performansını göstermektedir:

	S-FSK	DCSK	OFDM	RF	BPL	Hibrit
Kentsel bölge performansı	İyi	İyi	İyi	İyi	İyi	Bilgi Yok
Taşra bölgesi performansı	İyi	İyi	İyi	İyi	Düşük	İyi
Endüstriyel abone performansı	Ortalama	Ortalama	İyi	İyi	Düşük	Bilgi Yok
Mesken abone performansı	İyi	İyi	İyi	İyi	İyi	İyi
Sayaç fiyatı	Yüksek	Düşük	Düşük	Ortalama	Yüksek	Ortalama
Şebeke koşullarının performans bağımlılığı (Yeni ve Eski Altyapı)	Yüksek bağımlılık	Bağımlı	Bağımlı	Bağımsız	Çok yüksek bağımlılık	Mevcut Değil
Ekstra Kurulum Donanımı	Yok	Yok	Yok	Yok fakat anten var	Var	Yok fakat anten var

	S-FSK	DCSK	OFDM	RF	BPL	Hibrit
Başarılı Yük Profili Okuma Oranı (İyi şebeke koşulları olduğu varsayılarak)	Kötü	İyi ¹	İyi	İyi	İyi	İyi ¹
Başarılı Faturalandırma Profili Okuma Oranı (İyi şebeke koşulları olduğu varsayılarak)	İyi	İyi	İyi	İyi	İyi	İyi

Tablo 1: Sayaç haberleşme teknolojileri genel değerlendirme tablosu

S-FSK sayaçlarının kullanılabilirliği oldukça yüksektir fakat 2 IDIS sayacı ve Veri Yoğunlaştırıcı arasında DLMS seviyesinde birlikte çalışabilirlik sorunları bulunmaktadır. Birlikte çalışabilirliğin sağlanması adına, sayaçların öncelikle nesne modeliyle daha sonra şartnamede tanımlanan işlevlerle uyumlu olduklarının ispat edilmesi için gelecekte test prosedürlerinin tanımlanması önemlidir. Ek olarak, bant aralığı oldukça kısıtlıdır, ulaşılan veri transfer hızı düşük ve yük profillerinin alınmasında yeterli değildir.

DCSK PLC sayaçlar yerel Türk şirketleri tarafından önerilmiştir ve FCC bandında 150 kbps hıza ulaşabilen (CENELEC A bandında 60 kbps'ye kadar) sayaçlardır ve yayılım modülasyonu (spread modulation) teknolojileri ailesine aittir. DCSK sayaçlar iyi bir ulaşılabilirlik seviyesi göstermiş ancak başarılı yük profile toplama oranı düşüktür ve düşük bir iletişim hızı sergilemektedir. Bu düşük hız özellikle bahsi geçen yük profilleri gibi büyük verilerin alınması sırasında belirleyicidir.

BPL ise yüksek hızda veri transferini mümkün kılan bir PLC teknolojisidir, 500 kbps'ye kadar veri hızına sahip ve 100 MHz'den düşük frekanslarda Akıllı Enerji uygulamaları için çalışan BPL teknolojilerinin kullanımını IEEE 1901.2 standardı tanımlamaktadır. Bu pilot projenin sonuçları, veri kullanımının fazlasıyla mümkün olduğunu ve veri transfer hızının da oldukça yüksek olduğunu göstermektedir. Fakat bu tip sistemlerin kurulumu diğer sayaçlara kıyasla çok fazla iş gücü gerektirmektedir. Bunun sebebiyse trafolardaki veri yoğunlaştırıcıların kurulumunun karmaşıklığıdır, bunun yapılması için tüm trafodaki güç kaynağının kesilmesi gereklidir. Ayrıca, dağıtım şebekesinin bazı bölgelerinde altyapının yaşı sebebiyle her zaman bulunamayan neredeyse mükemmel bir elektrik altyapısı gerektirmektedir.

¹ DCSK ve Hibrit sayaçların yük profilleri DLMS-COSEM standardını tam olarak karşılamayan kendi uygulamaların kısıtlaması sebebiyle daraltılmıştı. Bu sebeple bu yük profillerinde taşınan veri COSEM veri modelinde tanımlanmış içerikten farklıdır.

Tablo 2: HES/MDM tarafında kayıtlı veya aktif sayaçlara ilişkin özet sonuçlar.

Aktif/Kayıtlı sayaçlar	BEDAŞ	UEDAŞ	AEDAŞ	ÇEDAŞ
OFDM (G3-PLC)				
Landis & Gyr	4.11%	98.39%	52.03%	72.30%
Sagemcom	19.44%	62.39%	27.07%	65.20%
BPL				
Elster	4.33%	10.26%	97.84%	80.82%
S-FSK				
Landis & Gyr	76.79%	22%	71.20%	92.89%
Iskraemeco				
DCSK				
Nar/Nik	98.27%	Yok	Yok	Yok
Luna	82.64%	Yok	90.36%	Yok
RF				
Kamstrup	100.00%	Yok	99.06%	99.28%
Nar/Nik	56.04%	Yok	Yok	86.09%
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI ²	ASKIYA ALINDI ²
Hybrid				
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI ²	89,81%

OFDM PLC sayaçları akıllı sayaç teknolojisinin en son trendlerinden biridir ve Fransa, Portekiz, İspanya, Avusturya ve Polonya gibi ülkeler tarafından tercih edilen bir teknolojidir. Bunlar üreticilerin portföyünde yer alan S-FSK sayaçların yerini almaktadır. Bu projede, iki farklı OFDM standardı olan hem PRIME hem de G3-PLC teknolojilerinin test edilmesi planlanmıştır fakat PRIME sayaçlarının teslimatının gecikmesi sebebiyle bu teknoloji değerlendirilememiştir. Her iki teknoloji de aynı hız aralığında veri transferine sahiptir fakat aralarındaki önemli farklılıklardan birisiyse G3 bağlantı için TCP/IP bağlantısı kullanırken PRIME bağlantı katmanı olarak LLC 4-32

² Luna tarafından AEDAŞ'a tedarik edilen Hibrit sayaçların kurulumu, güvenlik ile ilgili sebepler nedeniyle gerçekleştirilememiştir. İnsanlar tarafından doğrudan erişilebilir olan sayaç antenine voltaj gitmektedir. Üretici bu sorunu çözmüştür fakat sayaçlar, veri değerlendirilmesinin yapılmasını mümkün kılacak tarihe yetiştirilememiştir

kullanmaktadır. Her iki teknoloji de farklı Avrupa ülkelerindeki kurulumları ile oldukça tatmin edici sonuçlar vermiştir; fakat şu anda kurulu bulunan sayaç sayısı üstünlüğü PRIME teknolojisinin elindedir (11.000.000 / On Bir Milyon), G3-PLC teknolojisininse dünya genelinde kurulumu gerçekleştirilmiş yaklaşık 1.000.000 (bir milyon) sayacı bulunmaktadır.

Bu pilot projede, OFDM teknolojilerinin sonuçları diğer teknolojilerden daha düşük değerler elde etmiş, örneğin BEDAŞ bölgesinde kurulu sayaçların günlük yük profillerini okumada yalnızca %6 başarı oranı elde edebilmiştir. Sonucun bu kadar düşük olmasının sebebi, teknolojinin empedans ve gürültü anlamında oldukça kötü koşullar anlamına gelen fazlasıyla yüklü trafoda ve elektrik şebekesinde kurulmasıdır.

Yeni şebekeye ve düşük yük şartlarına sahip diğer trafolarında yapılan denemelerde, örneğin UEDAŞ kurulumu, daha yüksek sonuçlar elde edilmiştir.

Tablo 3: Kurulumu gerçekleştirilen sayaçlara oranla hesaplanan başarılı günlük faturalama okuma yüzdesi

Günlük Faturalama	BEDAŞ	UEDAŞ	AEDAŞ	ÇEDAŞ
OFDM (G3-PLC)				
Landis & Gyr	4.12%	98.39%	59.26%	72.30%
Sagemcom	6.26%	27.10%	6.25%	34%
BPL				
Elster	VERİ YOK	VERİ YOK	97,84%	80.82%
S-FSK				
Landis & Gyr	76.08%	22.00%	71.44%	93.83%
Iskraemeco				
DCSK				
Nar/Nik	97.11%	Yok	Yok	Yok
Luna	82.18%	Yok	90.08%	Yok
RF				
Kamstrup	100,00%	Yok	99.80%	99,28%
Nar/Nik	100,00%	Yok	Yok	85.87%
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI	ASKIYA ALINDI
Hibrit				
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI	89,29%

Nihayet, RF sayaçları hız ve veri kullanılabilirliği anlamında çok iyi sonuçlar göstermiştir fakat bu sayaçlar diğer sayaçlar ile birlikte çalışabilirlik özelliğine sahip değildir. RF sayaçlarının kullanımı ile ilgili bir diğer önemli nokta da dağıtım firmaları ve BTK arasında , ilgili frekans bantlarının kullanımına ilişkin bir anlaşma yapılmasının gerekliliğidir, şu anda bu frekans bantları akıllı sayaç uygulamaları tarafından kullanılmaya açık değildir.

Tablo 4: Kurulumu gerçekleştirilen sayaçlara oranla hesaplanan başarılı yük profili okuma yüzdesi

Başarılı yük profile okuma	BEDAŞ	UEDAŞ	AEDAŞ	ÇEDAŞ
OFDM (G3-PLC)				
Landis & Gyr	3.54%	98.35%	51.85%	72.02%
Sagemcom ³	6.40%	36.44%	6.59%	36.57%
BPL				
Elster	Yok	Yok	99,66%	79.40%
S-FSK				
Landis & Gyr	16,03%	VERİ YOK	VERİ YOK	%96.68
Iskraemeco				
DCSK				
Nar/Nik	92,05%	Yok	Yok	Yok
Luna	63,85%	Yok	93,58%	Yok
RF				
Kamstrup	100,00%	Yok	99,80%	99,28%
Nar/Nik	54,25%	Yok	Yok	83,73%
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI	ASKIYA ALINDI
Hybrid				
Luna	Yok	Yok	ASKIYA ALINDI	73,82%

³ Sagemcom sayaçlar günlük faturalama kaydı için yapılandırılmamıştı, tabloda gösterilen değerler günlük yük profilinden gelen değerlerdir.

Akıllı sayaçların kurulumunun ticari bir vaka olarak da değerlendirilmesi amacıyla teknik değerlendirmeden ayrı olarak, farklı teknoloji seçeneklerini göz önünde bulunduran bir fayda maliyet analizi yapılmıştır. OFDM alternatifi en iyi sonuçları, yani en ucuz sayaç olarak PRIME sayaçlarını göstermektedir. Geniş kapsamlı tam bir devreye alımın gerçekleşmesi halinde, özellikle RF sayaçlar olmak üzere sayaç birim fiyatları değişeceğinden bu sonuçların farklı bakış açılarıyla değerlendirilmesi gerekmektedir ve bu sebeple sayaç alternatiflerinin ortalama fiyatları üstünde de çalışılmıştır. Aşağıdaki tabloda her bir alternatif için Yatırım Geri Dönüş Oranı (referans alınan sermaye maliyeti=%10 olarak kabul edilmiştir) gösterilmektedir. Geniş kapsamlı tam devreye alımın gerçekleşmesi halinde EPDK fiyatlandırmasının değişmemesi halinde, yalnız OFDM sayaçlarının kullanımı olumlu şekilde etkilenecektir (net mevcut değer > 0 veya Yatırım Geri Dönüş Oranı > %10). Bu etkinin görülmesinin sebebiyse sayacın mevcut fiyatının yeni sayaç maliyetinin %10'unun karşılamasıdır fakat yeni altyapının maliyeti ise beklenen faydalar ile kıyaslandığında oldukça yüksektir.

Tablo 5: Değerlendirilen her bir Alternatif için Yatırım Geri Dönüş Oranı

	ALT 1 BPL	ALT 2 OFDM (G3-PLC & PRIME)	ALT 3 RF	ALT 4 Hibrit	ALT 5 Ortalama (fiyatlandırmadaki değişme dahil)
Yatırım G.D.O.(IRR)	-8%	14%	6%	-1%	93%

EPDK maliyetlerinin yeni sayaçların maliyetlerinin hesaplanmasını mümkün kılacak şekilde düzenlenmesi halinde, tablodaki yatırım geri dönüş oranı olan %93 rakamından da anlaşılacağı üzere dağıtım şirketleri için oldukça olumlu sonuçlar elde edilecektir. En olumlu tahmin halinde %93 olan bu yatırım geri dönüş oranının (sayaç maliyetlerinin %100'ü fiyatlandırılmıştır) EPDK tarafından tanınan akıllı sayaç maliyetleri ile yakın ilişki içerisinde olduğu aşikardır. Dağıtım şirketlerinin yaptığı asıl tasarruf ise sayaç okuma ve kaçak önleme başlıklarında gerçekleşmektedir. Bu iki kalem birlikte, oluşturulacak tasarrufun %90'undan fazlasını oluşturmaktadır.

Üzerinde durulması gereken bir diğer önemli nokta da, akıllı sayaç devreye alım projesinin uzun vadeli bir yatırım olduğu ve aynı fiyatlandırmaların geçerli olması halinde pozitif nakit akışı ancak proje sonlandıktan sonra (2030) gerçekleşecek ya da aynı alternatifler için hiçbir zaman gerçekleşmeyecektir. Fiyatlandırmanın arttırıldığı alternatifteyse, 5 yıl sonra başa baş noktasına gelinecektir.

4 ANAHTAR KELİMELER

3G	GPRS	Yönetimi	Sistem
Uygulamalar	Head-End Sistemi	Sayaç Ölçüm	Teknoloji
BPL	Hybrid	Dar Bant	İhale
CENELEC	IDIS	Ses	Kullanım Durumu
İletişim	IEC	Nesne Modeli	Geniş Bant
Fayda Maliyet	IEEE	OFDM	İş Paketi
Analizi	Empedans	Güç Hattı	
DCSK	Altyapı	Taşıyıcısı	
Yerleştirme	Kurulum	Güç Hattı İletişimi	
Dağıtım Ağı	Birlikte	PRIME Alliance	
Operatörü	çalışabilirlik/	Satın Alma	
Dağıtım Sistemi	(interoperability)	Gereksinim /	
Operatörü	Anahtar	Şartname	
DLMS COSEM	Performans	RF	
Çevre	Göstergeleri	S-FSK	
FCC	LTE	Akıllı Şebeke	
İşlevler	Sayaç	Şartname	
G3 Alliance	Sayaç Veri	Standardizasyon	

5 KISALTMA TABLOSU

ALT	Alternatif
AMI	Gelişmiş Sayaç Altyapısı
AMM	Otomasyonlu Sayaç Yönetimi
AMR	Otomasyonlu Sayaç Okuma
APN	Giriş Noktası Adı
BPL	Hüç Hatları üstündeki Geniş Bant
BaU	Günlük Ticari İşleyiş
CBA	Fayda Maliyet Analizi
CDU	Müşteri Gösterge Ünitesi
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique Avrupa Elektro-Teknik Standardizasyon Komitesi
COSEM	Enerji Sayaçları ile İlgili Şartname
DCSK	Diferansiyel Kod Değişim Anahtarlama
DDoS	Distributed Denial of Service
DLMS	Cihaz Mesajları Dil Şartnamesi
DG	Dağınık Üretim
DNO	Dağıtım Ağı Şebekesi
DSO	Dağıtım Sistem Operatörü (DNO) / Dağıtım Şirketi
DoS	Hizmet Dışı Bırakım
FCC	Federal İletişim Komisyonu
FIFO	First In / First Out (İlk Giren İlk Çıkar)
GPRS	Genel Paket Radyo Sinyali Hizmeti
HAN	Ev Ağı
HES	Head-End Sistemi
HLS	Üst Düzey Güvenlik
HSPA	Yüksek Hız Paket Erişim
IEC	Uluslararası Elektro-teknik Komisyonu
IEEE	Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü
IRR	İç Karlılık Oranı
KPI	Anahtar Performans Göstergeleri
LAN	Yerel Alan Ağı

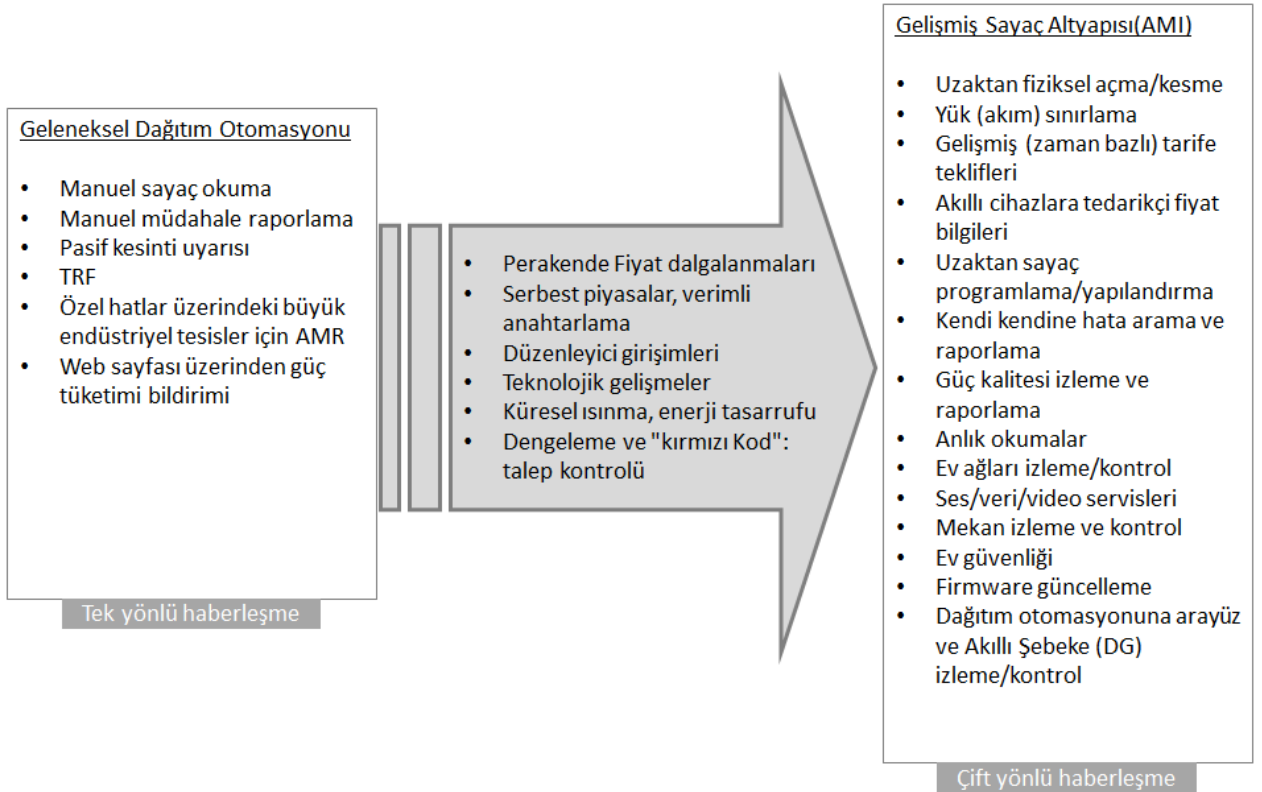
LLS	Düşük Seviye Güvenlik
LP	Yük Profili
MAC	Medya Giriş Kontrolü
MDM	Sayaç Veri Yönetimi
MTBF	Hatalar Arası Ortalama Zaman
MTL	Milyon Türk Lirası
NA	Uygulanamaz
NPV	Net Mevcut Değer
OFDM	Ortogonal Frekans Bölüşümü Multiplexing
PAN	Özel Alan Ağı
PHY	Fiziksel OSI Katmanı
PLC	Güç Hattı Taşıyıcısı
RD	Kayıt Verisi
RF	Radyo Frekansı
SaaS	Hizmet olarak Yazılım (Software)
S-FSK	Yayılmış Frekans Kaydırma Anahtarlama
SIM	Abone Kimlik Modülü
SMI	Akıllı Sayaç Altyapısı
SNR	Sinyal Ses Oranı
SSCS	Hizmete Özel Dönüşüm Alt Katmanı
TL	Türk Lirası
TFR	Ayarlı Frekans Alıcısı
TSC	Transformör İstasyon Konsantratörü
UMTS	Üniversal Mobil İletişim Sistemi
VPN	Sanal Özel Ağ
WACC	Sermaye Ağırlıklı Ortalama Maliyeti
WAN	Geniş Alan Ağı
İP	İş Paketi

6 AKILLI SAYAÇ PİLOT PROJESİNE GİRİŞ

6.1 Temel Hedefler

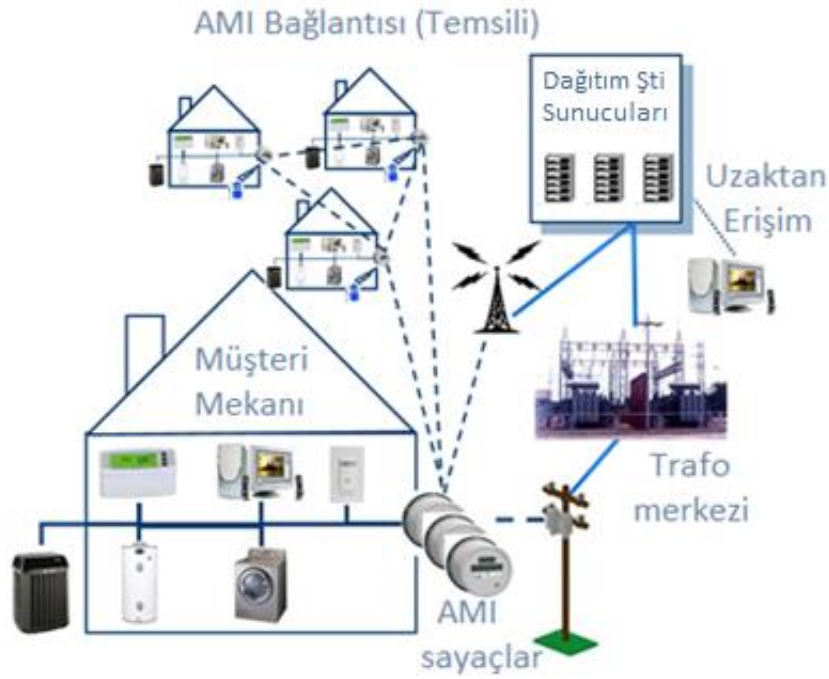
Türkiye'deki Dağıtım Şirketleri yakın gelecekte akıllı sayaçların ve bunlarla alakalı iletişim teknolojilerinin kurulumu ve kullanımını değerlendirmektedir. Akıllı sayaçların mesken seviyesine kadar kurulması birçok değişikliğe öncülük edecektir. Bu değişikliklerin en önemlilerinden birisi de yeni bilgi ve iletişim teknolojilerinin (ICT) yürütülmesidir ve bu sebeple, mevcut şebeke operasyonuna ek olarak yeni bir gelişmiş sayaç altyapısına (AMI) da ihtiyaç vardır.

Sayaç bilgilerini toplamak üzere tek yönlü iletişim gerçekleştiren ve dağıtım şirketlerinin mevcutta kullandığı sistemlere Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri (OSOS / AMR) adı verilmektedir. Akıllı şebekelerin gelişimiyle beraber, Gelişmiş Sayaç Altyapıları (AMI), uzaktan sayaç okuma operasyonlarından başlayarak, zaman içerisinde gelişim göstermiş ve bugünün çift yönlü haberleşme ve ölçme sistemleri olarak karşımıza çıkmıştır.



Şekil 1: AMR'den AMI'ya

Gelişmiş sayaç altyapısı (AMI), hizmet sağlayıcısı ve müşteri tarafları arasında çift yönlü iletişimi mümkün kılan birbirine entegre akıllı sayaçlar, iletişim ağları ve veri yönetim sistemlerinden oluşmaktadır. Müşteri sistemlerine; ev içi göstergeler, ev ağları, enerji yönetim sistemleri ve evlerde, ofislerde ve şirketlerde akıllı şebeke fonksiyonlarını mümkün kılan, müşteri kanadındaki diğer sayaç ekipmanları dahildir. Zamana bağlı tarife programları (neredeyse gerçek zamanlı veriler), AMI tarafından kullanımı mümkün kılınan farklı mikro faturalandırma seçeneklerini ve zaman zaman da müşteri sistemlerini içermektedir.



Şekil 2: AMI Sistemi

Bu yeni ve kompleks gelişmiş sayaç altyapısını daha iyi anlamak amacıyla BEDAŞ'ın koordinasyonunda dört dağıtım şebekesinde, dolayısıyla Türkiye'nin dört farklı bölgesinde, akıllı sayaç pilot proje uygulamaları yapmıştır. Bu şebekeler, aşağıdaki ağlardır:

- Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. (bundan böyle "BEDAŞ" olarak anılacaktır),
- Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş. (bundan böyle "UEDAŞ" olarak anılacaktır),
- AKDENİZ Elektrik Dağıtım A.Ş. (bundan böyle "AEDAŞ" olarak anılacaktır),
- Çamlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş. (bundan böyle "ÇEDAŞ" olarak anılacaktır),

Akıllı sayaç projesi Türkiye’deki dört farklı bölgede (Şekil 3) yürütülmüştür. Bu bölgeler projeye dâhil dört dağıtım şirketinin dağıtım bölgeleridir.

Dört bölge, Türkiye’nin farklı coğrafya, şebeke topolojisi, teknoloji, varlık, malzeme yaşı, iklim vb. farklı koşullara sahip dört farklı alanı temsil etmektedir. Buradaki amaç aynı pilot projenin dört defa tekrarlanması değildir. Amaç, farklı şebeke operatörleri tarafından temsil edilen akıllı sayaç pilot projesine genel bir bakış sağlamaktır. Temsili bölgelerden münferit olarak elde edilen kazanımlar, pilot kuruluşları her bölge için dört kez gerçekleştirmeye gerek kalmadan ileride oluşabilecek sorunları farklı şebeke topolojileri ve iklim şartları altında tespit etmeyi amaçlamaktaydı.

En uygun AMI teknolojisinin ve temsil edilecek pilot bölgelerin seçiminde göz önünde bulundurulmuş anahtar faktörler aşağıda yer almaktadır:

- Taşra ve kentsel alan
- Trafo merkezine ortalama uzaklık (300m, 500m, vb.)
- Müşteriler (ticari, endüstriyel, mesken)
- Sıcaklık (Yüksek, orta, düşük)
- Nem (Yüksek, orta, düşük)
- Şebeke varlıklarının tipi ve yaşı
- Kablolama hatları
- Sokak kutuları / Yeraltı noktaları



Şekil 3: Akıllı Sayaç Pilot Bölgeler

Bu bağlamda, proje ile coğrafya, şebeke topolojisi ve tesisleri, müşteri grupları, iklim vb. anlamında “normal” ve “ortalama” şartlarda temsil / tipik / standart şebeke bölgeleri tanımlamak amaçlanmıştır. Ek olarak, yeni cihaz ve teknolojilerin (akıllı sayaçlar, iletişim

teknolojileri vb.) yukarıda sözü geçen şartlar dahilinde sıradışı olarak tanımlanan şebeke bölgelerinde sınırlarının zorlanması suretiyle de test edilmesi amaçlanmıştır.

Farklı AMI teknolojilerinin farklı test bölgelerinde kurulumunun yapılmasındaki sebep, hangi AMI teknolojilerinin hangi bölgeye en uyumlu olduğu hakkında kuvvetli bir istatistik elde etmektir. Bu bağlamda, Güç Hattı İletişimi (PLC), Radyo Frekansı (RF) ve muhtemelen diğer kablolu iletişimlerin de dahil olduğu hibrit iletişime sahip bir iletişim altyapısının test edilmesi amaçlanmıştır. Projenin genelinden elde edilen kapsamlı sonuçların Türkiye enerji piyasasındaki diğer akıllı sayaç projelerinde de kullanılması amaçlanmaktadır.



Şekil 4: Akıllı Sayaç Pilot Hedefler

Proje temel olarak 2 faza ayrılmıştır:

- Faz 1: Hazırlık Fazı (sayaçların tedariki ve kurulumu)
- Faz 2: Uygulama + Sonlandırma Fazı

Faz 1, projenin ana zaman-planı hazırlığı ile ilgilenecektir. Bu fazın içerisinde roll-out (yaygınlaştırma / kurulum / devreye alım) ilk aşamasının IDIS sayaçlarının hızlı tedariki ile başlaması planlanmıştır. Bu tedarik ve kurulum süreci, teknik şartnamenin oluşturulması ve

devreye alım sürecinin ana ve ikinci aşamalarının ihale edilmesi ile paralel bir biçimde ilerlemektedir. Devreye alım birinci aşamanın sonuçları, 2015 Ağustos ayında yayınlanan dönem ara raporunda detaylı olarak açıklanmıştır.

Faz 1 sürecinin hazırlığıysa, sayaç veri yönetimi (MDM) kiralama hizmetine ve faz 2 sayaçların ihale edilmesine öncülük edecektir. Bu fazların haricinde devreye alım süreci dağıtım şirketinin talebi doğrultusunda iki faza ayrılmıştır.

Akıllı sayaçların ve Sayaç Veri Yönetim Hosting hizmetinin tedariki ve uygulanması, dağıtım şirketleri tarafından talep edilen gerekliliklerin detaylı bir tanımını içermektedir. Bu tanım, yazılım ve donanım olarak ikiye ayrılmaktadır. DNV GL, bu şartnameleri uluslararası deneyimi ve dağıtım şirketleri talepleri doğrultusunda hazırlamıştır. Bu doğrultuda, birkaç workshop çalışması planlanmış ve yapılmıştır.

Tedarik süreci sonrasında ve cihazların kurulum süreci esnasında ortaya çıkan veri ve alan deneyimi değerlendirilmiş ve bu bulgular dönem ara raporunda özetlenmiştir.

Şekil 5, akıllı sayaç pilot projesinin kapsamını göstermektedir. Proje, öncelikle cihazların ve iletişim teknolojilerinin teknik değerlendirmesine odaklanmaktadır. Ek olarak, üst seviyebir fayda/maliyet analizi içermektedir.

Müşterilere müşteri gösterge üniteleri (CDU) veya akıllı tarifelerin verilmesini ve gaz ve ısıtma gibi diğer emtiaların tedariki ve kurulumunu içeren derin bir müşteri katılımı bu projenin kapsamı dahilinde değildir.

Kapsam içi	Kapsam dışı
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Teknik gereksinimlerin tanımlanması ▪ Farklı haberleşme teknolojilerinin test edilmesi ▪ Farklı tedarikçilerden gelen donanımların test edilmesi (en fazla 6-7) ▪ GSA tasarım seçeneklerinin saha testi ve karşılaştırması (ekipman, haberleşme, farklı şebeke bölgeleri için) ▪ Teknik sorunların tanımlanması ▪ Personelin ya da anlaşmalı 3. parti yetkililerin eğitilmesi ▪ Fayda Maliyet Analizinin değerlendirilmesi (yüksek seviyeli FMA) ▪ Kurulum lojistiğinin doğrulanması ▪ Kurulum hakkında deneyim kazanma, haberleşme ve müşteri ilgisi 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Enerji tüketimine ait detaylı bilgi veya müşteri gösterge birimlerinin (CDU) uygulanması hakkında kapsamlı müşteri katılımı ▪ Kullanım zamanı tarifeleri gibi enerji tasarruf tarifelerinin uygulanması ▪ BT sistemlerinin tedarik, uygulama ya da test edilmesi (sadece 3. parti tarafından barındırılır) ▪ Detaylı fayda maliyet analizi ▪ Gelecekteki akıllı sayaç süreçlerinin detaylı geliştirmesi ▪ Isı ya da gaz gibi diğer enerji kaynakları

Şekil 5: Akıllı Sayaç Pilot Proje Kapsamı

6.2 Proje Zaman Dilimi

Proje 6 iş pakedine bölünmüştür:

Faz 1: Hazırlık

İP1: Proje Planı ve Proje Başlangıcı

İP2: Teknik Şartnamenin ve Devreye Alım Planının Geliştirilmesi

İP3: İhale Hazırlığı ve Donanım Tedariği

İP4: MDM Hosting Süreci

Kurulum Ekibinin Eğitimi

Devreye Alım

Verilerin Değerlendirilmesi

İP5: Proje Bitiş Raporu

İP6: Ara Dönem Raporu

Başlangıçtaki proje planına göre projenin 12 ay içerisinde yani 2015 sonunda, aşağıdaki hedeflere ulaşılarak sonlandırılması beklenmekteydi:

Num.	İP	Hedef / Teslim Edilen	Tarih
1	İP1	Proje Planı ve Proje Başlangıç Belgesi (PID)	02/2015
2	İP2	Donanım ve Yazılım için Nihai Teknik Şartname	03/2015
3	İP3	Faz 1 için 1456 Sayacın Tedariği	03/2015
4	İP6	Faz 1 Sayaçların Kurulumunun Bitişi	04/2015
5	İP6	Ara Dönem Raporu Faz 1	06/2015
6	İP3	İhale Belgeleri, değerlendirme şablonları ve ihaleye girenlerin tavsiyeleri, donanım tedariki	06/2015
7	İP4	Hosting Hizmeti	08/2015
8	İP4	6,544 Akıllı Sayacın ve İletişim Teknolojisinin Kurulumu	10/2015
9	İP5	Proje Bitiş Raporu	12/2015

Sayaçların Dağıtım Sistemi Operatörleri'ne teslimatının uzun sürmesi vb. sebepler ile projenin başlangıç planının değiştirilmesi ve sürenin uzatılması gerekti. Daha tedarik aşamasında dahi üreticilerden tekliflerin alınması için ve müzakere süreci için sürenin uzatılması gerekmişti fakat yaşanan gecikmenin asıl sebebi planlanan teslimat süresi (1 ay) ile sayaçların teslim alındığı gerçek süre (üreticiye bağlı olarak 6-7 ay) arasındaki farktır. Aşağıdaki tablo proje planlamasının nihai sonuçlarını göstermektedir:

	Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3	
	Oca.15	Şub.15	Mar.15	Nis.15	May.15	Haz.15	Tem.15	Ağu.15	Eyl.15	Eki.15	Kas.15	Ara.15	Oca.16	Şub.16	Mar.16	Nis.16	May.16	Haz.16	Tem.16	Ağu.16
Akıllı sayaç Pilot Projesi																				
IP1	Proje planlama ve yönetim																			
IP2	Fark Analizi (BT, Haberleşme)																			
	Gereksinimler, Cihaz şartnameleri, kurulum, lojistik																			
	Gereksinimler, BT sistem şartnameleri																			
IP3	İhale Hazırlık																			
	Donanım satınalma																			
IP4	MDM hizmeti barındırma																			
	Kurulum ekibi eğitim																			
	Kurulum, Yaygınlaştırma																			
	Verinin Değerlendirilmesi																			
IP5	Nihai Rapor																			
IP6.1	1. faz sayaçların tedarik ve																			
IP6	Ara rapor																			

Şekil 6: Gerçekleştirilen Proje Planı

6.3 Proje Kısıtlamaları

Bu proje, aşağıdaki kısıtlamalar ve sınırlamalar göz önünde bulundurularak geliştirilmiştir:

- Proje kapsamına siber güvenlik konsepti dahil edilmemiştir. IDIS profili bir Güvenlik tanımlamasında bulunmuş olsa dahi, projenin genelini kapsayan bir siber güvenlik konsepti, ek karmaşıklıklardan kaçınmak ve birlikte çalışılabilirliği olabildiğince yüksek tutmak adına proje kapsamı dışarısında bırakılmıştır. Buna karşın, Sagemcom ise G3 sayaçlarında HLS anahtarları kullanarak güvenlik doğrulama uygulaması gerçekleştirmektedir fakat bu durum, diğer üreticiler tarafından üretilen sayaçların LLS şifreleme kullanması sebebiyle sayaçların birlikte çalışmalarına engel teşkil etmektedir.

- Zaman kısıtlaması ve proje hedefleri dahilinde yer almaması sebebiyle sayaçların ve veri yoğunlaştırıcıların şartnameye uygunluğunu doğrulamak için herhangi bir test tanımlanmamış ya da uygulanmamıştır. Sayaçların uygunluğunun doğrulanması, farklı üreticilerin ve sistemlerin birlikte çalışılabilirliği anlamında başarılı bir Proje uygulaması geliştirilmesi açısından oldukça önemlidir. Bu, her ne kadar pilot projenin hedefleri arasında yer almasa da uygulamadaki riskleri asgariye indirmek için Uygunluk Testi'nin, Proje'nin ülke genelinde devreye alınmasından önce gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

- Farklı üreticilerin uyarlamaları arasındaki birlikte çalışabilirlik sorunları ve kısıtlı adet ve süre sebebiyle cihaz yazılımı değişikliğinin yapılamaması sebebiyle hiçbir teknoloji üzerinde birlikte çalışabilirlik test edilememiştir.

- MDM uygulaması ise bu Proje'nin kapsamı dışarısında yer almakta olup işbu Proje'ye paralel olarak işleyen başka bir proje olarak değerlendirilmektedir. Bu sebeple, ilgili verilerin toplanmasında MDM ücretsiz ve geçici hizmet olarak (SaaS) kullanılmıştır.

- Geleceğe yönelik teknolojilere odaklanmak amacıyla yapılan temel Fayda Maliyet Analizi'nde S-FSK ve DCSK teknolojileri alternatif olarak değerlendirilmemiştir.

7 TEKNİK ŞARTNAMENİN GELİŞTİRİLMESİ

Teknik şartnamenin geliştirilmesi amacıyla Türk enerji piyasasının standartları ile birlikte Türkiye'deki mevcut düzenlemeler ve uluslararası IEC standartları da analiz edilmiştir. Ayrıca, gerekli uygulamaların tasarlanmasına yardımcı olacak uygun Kullanım Koşullarının tanımlanması amacıyla, mevcut alçak gerilim şebekesine kurulacak yeni bir sayaç altyapısının teknolojik etkileri ve Son Kullanıcı faydaları da analiz edilmiştir.

Bu amaçla, proje kapsamında birinci aşamada mevcut sayaç altyapısının değerlendirilmesi amacıyla GAP analizi gerçekleştirilmiştir. Bu GAP analizi, kurulumu yapılan donanımlar, elektrik sayaçları ile ilgili iş süreçleri ve yerinde yapılacak fizibilite çalışmalarının değerlendirilmesi amacıyla dağıtım firmalarına verilen anketlerden oluşmaktadır.

GAP analizindeki sonuçlar, DNV GL tarafından 4 dağıtım şirketine sunulan ve farklı teknolojiler ve bunlarla ilgili kurulumları içeren üç adet ara çalıştıydan oluşan şartname geliştirme aşamasında girdi verileri olarak kullanılmıştır. Bu workshop çalışmaları, dört dağıtım şirketi nezdindeki talep ve gereklilikler ile ilgili girdileri de içermektedir.

Bütün bu sürecin gerçekleştirilmesindeki amaç, ilgili tüm gereklilikleri ve kullanım koşullarını oluşturarak bunları şartname belgeleri haline getirmektir.

İşbu pilot projenin İP2 ayağının sonucunda dört adet şartname belgesi oluşturulmuştur:

- Akıllı Sayaç şartnamesi: E-15-I-043-EH Şartname Sayaç 1.3
- Nesne (object) Modeli: E-15-I-044-EH Şartname Nesne Modeli 1.3
- Veri Yoğunlaştırıcı (data concentrator) Şartnamesi: E-15-I-046-EH Şartname DC 1.2
- Sayaç Veri Yönetimi (MDM) Şartnamesi: E-15-I-046-EH Şartname MDMS 1.1

Projenin başında, seçilecek olan teknik çözümlerin standart çözümler tabanlı olacağı oldukça açık bir biçimde belirlenmişti. Standart çözümlerin faydaları arasında şeffaflık ve farklı bileşenlerin birlikte çalışabilirliği yer almaktaydı. Şeffaflık, AMI sisteminin gelecekteki ihtiyaçlarının yeterli biçimde karşılanmasını, diğer iletişim teknolojilerinin entegrasyonunu garanti etmekteydi yani diğer bir deyişle bu standartlar, yeni gelecek teknolojileri ve iletişim teknolojilerini barındıran bir çerçeve içerisinde bulunmak durumundaydı.

Birlikte çalışılabilirlik ise sistemin diğer sistemler ve farklı üreticiler tarafından üretilen farklı sayaçlar ile veri alışverişi gerçekleştirebilme kabiliyeti olarak tanımlanan bir proje gerekliliğidir.

Hem şeffaflık hem de Birlikte çalışılabilirlik uygulama modelinin iletişim teknolojilerinden ayrıştırılması anlamında oldukça önemlidir. Bu da hiç bitmeyen teknoloji evriminden ve gerekli olduğu takdirde teknoloji geçişinden faydalanılmasına imkan sağlamaktadır.

Avrupa Komisyonu, Mart 2009 tarihinde şebeke sayaçlarının açık mimari ile tasarlanarak karmaşık uygulamaları, şu andaki ve gelecekteki iletişim araçlarını ve güvenli arayüzler ile metrolojik araçları desteklemesi amacıyla **M/441** numaralı bir **Genelge** yayınlamıştır. Uygulamaya alınan standart **DLMS/COSEM** olmuştur ve bu projenin de uygulama standardı olarak seçilmiştir.

Bu Proje'nin ilk fazının şartnamesi yine DLMS şartnamesine tabi olan IDIS tabanlıdır. IDIS, DLMS standartlarının "Tak ve Çalıştır" çözüm anlayışı çerçevesindeki bir alt başlığı olarak değerlendirilebilir.

7.1 Nesne Modeli

Nesne Modeli, sayaçların ilgili şartnameye uygun bir biçimde parametrelendirme ve yapılandırılmaları amacıyla kullanılan ve nesne adı verilen veri yapılarından oluşur. Bu objeler farklı özelliklere (parametreler) ve Yöntemlere (emirler ya da eylemler) sahiptir. Nesne modelindeki farklı alanlar aşağıdaki tablo şemalarında renkli olarak belirtilmiştir:

Renk	Tanım
Soyut Nesneler	Grup Görevi
SAP Görevi	Durum
mantısal_isim	Özellik
uygun_cihazı_bağla	Yöntem

Nesne Modeli'nden bir kesit aşağıda yer almaktadır:

#	Object/Attribute Name	CL	Type	Value	Meaning	Comments	Access Rights Public/Pre/M GM
	Consumer Message Text	1		0-0:96.13.0.255			
1	logical_name		octet-string[6]	0000600D00FF			--/--/R-
2	Value		octet-string[0..64]		Text message to be displayed		--/W/RW

DLMS COSEM standardı sayaçlar ve diğer cihazlar arasındaki bilgi alışverişine ilişkin kuralları (örneğin HES veya veri yoğunlaştırıcı) ve işbu Nesne Modeli'nin tanımı için gereken kuralları belirlemektedir fakat her bir spesifik nesne modeli ya da profilinin tanımlanması ilgili projeye bağlı olacaktır ve standart tarafından verilen farklı seçenekler arasından seçilebilecektir. İşbu pilot proje için geçerli olan şartname IDIS paket 1 ve paket 2 ile dağıtım şirketleri tarafından istenilen özelleştirmeler doğrultusunda hazırlanmıştır.

IDIS (Interoperable Device Interface Specifications) Elster, Iskraemeco, Itron ve Landis+Gyr tarafından oluşturulan Endüstri Derneği tarafından yayınlanan bir DLMS/COSEM profilidir. Buradaki hedef yeni bir standartlar kümesi oluşturmak değil belgelenebilir şekilde birlikte çalışabilirliğe sahip akıllı sayaçların oluşturulması amacıyla mevcut standart uygulamalarının içerisindeki “boşlukları doldurmaktır” yani diğer bir deyişle entegrasyon maliyetlerini azaltacak tak ve çalıştır çözümleri üretmektir.

7.2 Sayaçlar ve Veri Yoğunlaştırıcı İşlevleri

7.2.1 Akıllı Sayaç İşlevleri

Bütün bu işlevler IDIS şartnamesi tabanlı bir OBIS nesne modeli ile desteklenecek ve bunun aracılığı ile konfigürasyon yapılacaktır.

İşlevler	Tanım
Ölçüm gereklilikleri	
Genel	Sayaçlar en azından aşağıdaki özellikleri ölçmelidir: İçeri

İşlevler	Tanım
	<p>aktarma ve dışarı aktarma sürümlerinde A+, A-,Q+ ve Q-.</p> <p>Tarih bilgisi dahil azami talep.</p> <p>Güç kesintileri.</p> <p>Bu kayıtların sebebi, müşteri tüketimini izlemek ve AG şebekedeki yükü dengeleme ve müşteri tarifelerini belirleme amacıyla gün içerisindeki tüketim piklerinin kaydını tutmak.</p>
Darbe çıkışı	<p>Sayacın darbe çıkışları ve aynı zamanda metrolojik LED darbe çıkışları olmalıdır. Darbe çıkışları aktif ve reaktif enerji için ayarlanabilir olmalıdır.</p> <p>Sayaç kalibrasyon ayarlarını gerçekleştirmek için.</p>
Sayaç sabitleri	<p>Sayaçlar programlanabilir olmalı ve her bir enerji birimi için kaç darbenin çıktığı belirtilmelidir.</p>
Yük ayırma şalteri	<p>Sayaçlar müşteriye bağlanması ve bağlantının koparılmasını mümkün kılan bir alçak gerilim yük şalterine sahip olmalıdır. Bu şalter sayacın içerisinde bulunmalı ve müşteri tarafından erişilebilir olmamalıdır. Kontaktör ise iki kararlı olmalı ve bir kesinti halinde ana şebekeden elektrik geldikten sonra kontaktörün karar durumu değişikliğe uğramamalıdır.</p> <p>Yerinde ve uzaktan kumanda ile erişim sağlanabilmelidir.</p> <p>Ayrıca, gelen yükün belirli bir zaman aralığında sınırı aşması durumunda sayacın bağlantısını koparacak olan bir Yük Limiti (sözleşmeden doğan talep) işlevine sahip olmalıdır.</p> <p>Bu işlev dağıtım şirketi kararı ya da kontrat gücünün aşılması durumunda müşteri enerjisinin hem elle (uzaktan kontrol ile) hem de otomatik olarak kesilip geri verilmesine olanak sağlar.</p>
Enerji kayıtları	<p>Sayacın A+ + A- ,A+, A-, QI, QII, QIII and QIV enerji büyüklükleri aralığında son kullanıcının enerji kullanımını kayıt</p>

İşlevler	Tanım
	<p>etmesi gerekmektedir.</p> <p>Müşteri tüketim kaydı faturalandırma ve yük profile değerlendirmeleri için kullanılacaktır.</p>
Yük profili	
<p>Yük profili – Periyot 1</p>	<p>Sayaç yük profillerini 90 gün boyunca en az 15 dakikada bir alabilecek kapasiteye sahip olmalıdır. Her giriş için tüm yük profillerinde bir durum kodu kullanılacaktır.</p> <p>Hane müşterilerinin enerji tüketimi “resmini” görebilmek, sözleşme tarifelerinin belirlenmesinde ve müşteri tüketim alışkanlıklarının saptanmasında faydalı olacaktır.</p>
<p>Tedarik profilinin kalitesi</p>	<p>Sayaç 10 dakikalık aralıklarda faz 1 ve 2 değişen ortalama akımını ve voltaj seviyelerini ölçebilecek kapasitede olmalıdır.</p> <p>Güç kalitesinin sağlanması amacıyla, dağıtım şirketlerinin bildirdiğine göre ülkenin belirli bölgelerinde kayda alınmış voltaj düşüklükleri mevcuttur. Bu profiling amacı ise tedarik kalitesini gözlemlemektir.</p>
Azami Talep Kaydı	<p>Sayaç her tarifenin ortalama 15 dakika ile 1 saat arasında aktardığı aktif enerjinin ortalama değerini hesaplayabilecek kapasitede olmalıdır.</p> <p>Talep yönetimi optimizasyon amacıyla</p>
Sayaç Emniyet Kesintisi	<p>Sayacın bir Yük Limiti (sözleşmeden doğan talep) işlevi olmalıdır.</p> <p>Gelen yükün belirli bir zaman aralığında sınırı aşması durumunda sayacın bağlantısı ivedi olarak koparılmalıdır.</p>
Faturalandırma Profili	<p>Faturalandırma profil yapısı, bir tarifenin uygulanmasını sağlamak amacıyla ölçülmüş değerlerin hesaplanması için gerekli</p>

İşlevler	Tanım
	<p>olan parametreleri kapsayan tek bir sözleşmeye bağlı olmalıdır.</p> <p>Son kullanıcı faturalandırma amacıyla</p>
Sözleşme Tarifesi	<p>İlgili zaman dilimlerinde kaydedilen enerji kullanımının fiyatlandırmasını belirlemede kullanılır.</p> <p>Son kullanıcı faturalandırma amacıyla</p>
Olaylar	<p>Sayacın, tetiklendiği takdirde sayaç tarafından ilgili eylemi ilgili kayıt defterine kaydedecek bir eylem prensibi olmalıdır.</p> <p>Çok amaçlı sistem bilgisi</p>
Veri Bildirim Hizmeti	<p>Sayacın, tetiklendiği takdirde sayaç tarafından ilgili eylem hakkında spontane bir olay gönderisinde bulunduğu bir eylem prensibi olmalıdır.</p> <p>Çok amaçlı sistem bilgisi</p>
Cihaz Yazılım Güncellemesi	<p>Sayaç, Head End Sistemi üzerinden ilgili yazılımın görüntüsünü göndermek suretiyle içindeki yazılımı güncelleyecek bir yapıda olmalıdır.</p> <p>Hata ayıklama, geliştirim, sayaç performansı ve yeni işlevlerin kazanılması amacıyla</p>
Senkronizasyon	<p>Dahili kristal tarafından dahili olarak senkronize edilmiş ve saatlerin ileri ve geri alınması durumlarında kendini otomatik olarak ayarlayan dahili bir saati olmalıdır.</p>
Alarmlar ve Hatalar	<p>Sayacın alarmların ve dahili hataların kaydını tutmak için bir kayıt defteri olmalıdır.</p> <p>Kaçak kullanım, Güç Kesintileri, Batarya Seviye takibi ve arıza teşhis işlemleri amacıyla</p>

İşlevler	Tanım
Reset/Sıfırlama	
Fabrika değerlerine sıfırla	Sayacın fabrika ayarlarına geri dönmesi ve daha önce bahsedilen 6 farklı büyüklükteki enerji kayıtları haricindeki puanlı enerji kayıtlarını sıfırlaması amacıyla genel bir sıfırlama modu. (Standard EN50470-1 paragraph 5.10)
Yerel sıfırla	Enerji talep kayıtlarını ve 6 farklı büyüklükteki tarifelendirilmiş enerji kayıtlarını sıfırlar. Bu, ayarlanmış tarife tablolarının konfigürasyonda kalması anlamına gelmektedir.

7.2.2 Veri Yoğunlaştırıcı İşlevleri

DC işlevleri, tanımlanabilmesi amacıyla iki farklı yaklaşım kullanılarak değerlendirilmiştir:

- **Gateway / Router:** Bu cihaz, HES ve sahadaki Akıllı Sayaçlar arasındaki bilgi alışverişini sağlamaktadır. Emir ve eylemleri planlama özelliğine sahiptir fakat sayaçlama bilgisini depolama özelliğine sahip değildir.
- **Veri Toplayıcı:** Bu, Veri Yoğunlaştırıcı'da en çok kullanılan uygulamadır. IT, Akıllı Sayaçların sahada bulunduğu ve belirli eylemlerin planlamasını yapan ve sayaçlama verisi depolama özelliğine sahip HES arayüzüdür.

7.2.2.1 Gateway router ve Veri Toplayıcı Genel/Ortak İşlevleri

İşlev	Tanım	Hedef
Gözetleme, Kontrol ve Yönetim	DC elle ya da otomatik olarak ayarlanabilir olmalıdır, örneğin IP adresi üstünden uzaktan HES ile iletişimini mümkün kılan bir XML ya da TXT dosyası ve minimal değişkenler yüklenebilir olmalıdır. HES ekipman parametre ayarlarına bağlı olarak yazılım güncellemesini ve DC'nin programlama aktivitelerini değiştirebilir olmalıdır.	Veri Yoğunlaştırıcı (DC), Head End Sistemi'nin sahadaki

	<p>ekipmanlı arayüzü olmalıdır, böylece DC, ilgili bilgilerin düzgün bir biçimde görüntülenmesi ve alınması amaçlarıyla hem sayaç konfigürasyonuna hem de MDM konfigürasyonuna göre ayarlanabilir olacaktır.</p>
Senkronizasyon	<p>DC, NTP (Network Time Protocol) protokolü üstünden bir zaman sunucusu ile senkronize edilebilir olmalıdır.</p> <p>AMI altyapısının tüm bileşenleri aynı tarih-zaman bilgisine sahip olmalıdır.</p>
Birlikte çalışabilirlik	<p>DC, aynı iletişim teknolojisini ve aynı DLMS profilini kullanan farklı sayaç marka ve modellerini yönetebilmelidir.</p>
İletişim güvenliği	<p>DC, PLC yoluyla DLMS/COSEM tarafından sağlanan iletişim güvenliğinin dahil edilmesiyle düşük güvenlik seviyesinde sayaçları başlatabilir nitelikte olmalıdır.</p> <p>DC ve Akıllı Sayaçlar arasındaki iletişim LLS şifreleri sağlanacaktır.</p>
Yazılım güncellemesi	<p>Yazılım güncellemesi DC cihazına yapılacak ve daha sonra aktive edilecektir. Aktivasyon zamanı belirlenmelidir. DC cihazının süregelen etkinlikleri yazılım güncellemesi esnasında sekteye uğramamalıdır.</p> <p>Hata ayıklama, geliştirim, sayaç performansı ve yeni işlevlerin kazanılması amacıyla</p>
Arıza teşhis	<p>DC, kendi kendine arıza teşhis işlevine sahip olmalıdır. Arıza teşhis işlevi her yeniden başlatmadan sonra çalışmalıdır. Ayrıca, periyodik olarak da çalışmalıdır. Arıza teşhis işlevi yöneticinin isteğiyle de çalışabilir olmalıdır.</p> <p>Arıza test işlevinin sonucu, DC cihazının düzgün çalıştığını onaylayacaktır.</p>

7.2.2.2 Veri Toplayıcı

İşlev	Tanım	Hedef
Veri Depolama	<p>Verilerin kalıcı bir hafızada (dahili FLASH bellek) saklanması gereklidir. DC cihazı sayaçlardan alınan bilgileri elektrik kesintisi halinde bile en az 60 gün muhafaza edebilmelidir.</p> <p>Yük profile ve faturalandırma amaçlarıyla ve DC içindeki veriler her daim erişime açık olmalıdır.</p>	
Veri İletişim Yönetimi	<p>DC, HES sistemi ile iki iletişim mekanizmasını kullanarak çalışmalıdır: IT ve kontrol operasyonu. Örneğin, olağan sayaç okuma ve cihaz parametreleri gönderme (push) modunda gerçekleşirken talebe bağlı sorgular çekme (pull) modunda gerçekleşmelidir.</p> <p>Ek olarak, DC kendine bağlı tüm sayaçları aynı anda (simultane olarak) yönetebilmelidir.</p> <p>DC cihazının bir İletişim Hub'ı olarak düzgün çalışması amacıyla. DC cihazı aynı zamanda sayaç bilgilerini almalı ve bu bilgileri HES'e göndermelidir. Ayrıca, HES'ten ilgili sayaçlara ve sayaç gruplarına operasyon değişiklikleri amacıyla emirleri de aktarabilmelidir.</p>	
Veri Yönetimi	<p>DC cihazı, alınan iş emirlerini otomatik olarak saptamalı ve herhangi bir kullanıcı müdahalesine gerek kalmaksızın ilgili eylemleri gerçekleştirebilmelidir.</p> <p>DC cihazı otomatik ve planlı eylemleri gerçekleştirebilmeli yani diğer bir deyişle Akıllı Sayaçlar'dan bilgiyi alan ve yöneten, böylece MDM'nin sadece bilgiyi istemesini yeterli kılan özerk bir cihaz olmalıdır.</p>	
Otomatik sayaç tespit ve tanımlama	<p>Yeni sayaçlar DC cihazına bağlanacak ve sayaç ve DC arasında otomatik bir bağlantı olacaktır.</p> <p>Sayaçların kurulumunun gerçekleştirilebileceği ve sistemin onları</p>	

	otomatik olarak tanıdığı “Tak ve Çalıştır” (Plug & Play) sistemi.
Sayaçlar için yazılım güncellemesi	<p>DC cihazı, kendine bağlı sayaçların yazılım güncellemesini uzaktan yapabiliyor olmalıdır.</p> <p>Hata ayıklama, geliştirim, AMI performansı ve yeni işlevlerin kazanılması amacıyla</p>
Senkronizasyon	<p>DC cihazı sayaçları DLMS COSEM şartnamesine uygun bir biçimde senkronize edebilmeli ve senkron dışı sayaçları tespit edebilmelidir.</p> <p>AMI altyapısının tüm bileşenleri düzgün bir biçimde işlemesini mümkün kılmak adına aynı tarih-saat ayarlarına sahip olmalı ve bilgi, emir ve planlı eylemlerin tarih ve saatini tutabilmelidir.</p>
Görev programlaması	<p>DC cihazı, periyodik olarak çalıştırılacak olan çoklu görevlerin programlanmasına ya da belirli tarih ve saatte etkinleştirilmesine müsaade edecek yapıda olmalıdır. Ayrıca, belirli görevlerin sonlanma tarih ve saati de ayarlanabilir olmalıdır.</p> <p>Planlanmış görevleri kullanarak operatörler yeni görevlerin geliştirilmesi yükünden kurtulacaktır. Ayrıca, planlanmış görevler elle yapılan görevlere kıyasla daha isabetli bir biçimde gerçekleştirilir.</p>
Sayaç okuma ve talep üzerine veriler	<p>Sayaçlardan bilgi alabilmek için dakik özel amaçlı emirler.</p> <p>DC cihazı talebe bağlı eylemleri gerçekleştirebilir yapıda olmalıdır. DC cihazının özerk olması beklense de, operatörün talebe bağlı özel amaçlı emirler vermesi ve belirli bilgileri edinmek istemesi gerekebilir.</p>
Komut Yönetimi	<p>DC cihazı, sayaçlarla ilgili görev emirlerini yöneten bir otomatik yönetici olmalıdır. Diğer görevlerine ek olarak, kurulumu yapılmış cihazların otomatik saptaması yoluyla yapılan ön kurulumda kullanıcının herhangi bir müdahalesine gerek olmamalıdır.</p>
HES İletişimi	<p>DC ve HES sunucusu arasındaki iletişim, DC'nin sahip olduğu</p>

	işlevleri gerçekleştirmesine olanak kılacak nitelikte olmalıdır.
Süpervizör sayaçlar	<p>Bu sayaçlar trafo merkezi seviyesinde kurulumu gerçekleştirilen ve DC cihazına bağlı olan tüm sayaçların tüketimini ölçecek olan bir sayaçtır. DC ile birlikte ya da ayrı olarak kurulumu yapılabilecektir.</p> <p>Bu sayacın asli görevi kaçak vakalarının tespiti olacaktır. (Trafo süzme OSOS Sayacı)</p>

7.2.2.3 Gateway /Router

İşlev	Tanım	Hedef
Ağ Topolojisi	<p>Gateway/ Router belirli sayıdaki sayaçlar ve HES arasındaki iletişimden kaynaklanan very trafiğini yönetecektir.</p> <p>MAC ağ istatistikleri, routing tabloları ve topoloji görüntüsü özellikli</p>	
Protokol Haritalama		

7.3 İletişim Teknolojileri

Dünya genelinde en sık kullanılan çözümler arasından ve Akıllı Sayaç piyasasındaki yeni trendler doğrultusunda belirlenen bir havuzda yer alan iletişim teknolojileri. Seçilen iletişim teknolojileri aşağıda yer almaktadır:

- S-FSK Proje'nin ilk aşamasında 4 Dağıtım Operatörü'nün yer aldığı tüm alanlarda 1153 sayaçta kullanılan iletişim teknolojisidir
- DCSK: BEDAŞ ve AEDAŞ operasyon alanlarında 952 sayaçla hayata geçmiştir.
- G3 (OFDM): 4 Dağıtım Operatörü'nün operasyon alanlarında 1807 sayaç ile hayat geçirilmiştir.
- PRIME (OFDM): BEDAŞ, ÇEDAŞ, UEDAŞ ve AEDAŞ operasyon alanlarında 1574 sayaç ile hayata geçirilmiştir.

- BPL: BEDAŞ, ÇEDAŞ, UEDAŞ ve AEDAŞ operasyon alanlarında 1411 sayaç ile hayata geçirilmiştir.
- RF: BEDAŞ, ÇEDAŞ ve AEDAŞ operasyon alanlarında 836 sayaç ile hayata geçirilmiştir.
- Hibrit: ÇEDAŞ ve AEDAŞ operasyon alanlarında 206 sayaç ile hayata geçirilmiştir.

	BEDAŞ	ÇEDAŞ	UEDAŞ	AEDAŞ
S-FSK	X	X	X	X
DCSK	X			X
G3 (OFDM)	X	X	X	X
PRIME (OFDM)	X	X	X	X
BPL	X	X	X	X
RF	X	X		X
Hybrid		X		X

Tablo 6: Her bir Dağıtım Şebekesi Operatörü için kurulan teknolojiler

7.3.1 S-FSK

Projenin ilk aşamada kullanılan PLC tabanlı teknolojidir. IDIS paket 1'in bu modülasyon ile çalışması öngörülmüştür.

S-FSK (Spread Frequency Shift Keying) spread spektrumu modülasyon teknikleri başlığı altında incelenmektedir ve gerek kullanım basitliği gerekse gelişmişliği sebebiyle AMR kanadında en çok kullanılan teknolojilerdendir. IEC 61334'te de bahsedildiği üzere verileri taşıyıcı dalgadaki özel frekanslar üstünden iletir. OFDM ile kıyaslandığında daha düşük boyutta verileri desteklese de (300 bps ile 2.4 kbps arasında) tüm ufak mesajları taşıyabilir fakat yük profilini iletmek için yetersizdir. Bu modülasyon genellikle CENELEC- A bandında kullanılır.

Sayaçlar ve yönetim sistemi arasındaki iletişim erişim düğümü adı verilen ve genellikle OG/AG dağıtım transformör istasyonlarında konumlanan özel bir düğüm (veri toplayıcı) aracılığıyla yürütülür. Erişim düğümleri (DC cihazları) bir sayaç ağındaki iletişimi yöneten özel düğümlerdir.

7.3.2 DCSK

Bu modülasyon sağlamlığıyla meşhurdur ve FCC bantlarında 150 kbps'ye kadar çıkan hızıyla spread modülasyon teknolojileri başlığında incelenir (CENELEC A içinse 60 kbps'ye kadar).

Spread spectrum modülasyonu ise bir sinyalin, orjinal bilginin frekans içeriğinden daha geniş bir bant üzerinden iletiildiği bir yöntemdir. Bu modülasyonun iletişimde dar banda ve gürültü sinyallerine daha az duyarlı olması gibi avantajları vardır, ayrıca sinyal seviyesinin gürültüden daha düşük olduğu seviyelerde de (negative SNR) çalışabilmektedir. Ayrıca, sinyallerin farklı route'lardan ve empedans modülasyonundan geldiği çok yollu sönülmeye (multi-path fading) karşı da daha az duyarlıdır.

DCSK, her bir sembol periyodunda iletilen bit sayılarına tekabül eden çoklu iletim modlarını da desteklemektedir. Standart modda her sembol tarafından temsil edilen 6 bit bulunmaktadır.

S-FSK ve DCSK ilk akıllı sayaç kurulumları sırasında oldukça popüler teknolojilerdi ancak son beş yıl içinde OFDM ve BPL teknolojileri PLC tabanlı akıllı sayaç yaygınlaştırmalarında baskın bir rol üstlenmektedir.

7.3.3 PRIME

PRIME, dar bant güç hattı iletişimi şartnamesidir. Güç hattında sorun çıkartan şartlar gerçekleşmesi halinde PRIME kıvrımlı şifreleme (convolutional encoding) kullanımını açarak dayanıklı iletişim şartlarını sağlamak amacıyla sinyal çırpma (scrambling) ve serpiştirme (interleaving) yapar.

Protokol yığıını, profile uyum sağlamak adına birkaç katman oluşturur. Fiziksel katman, taşıyıcı modülasyon olarak OFDM ve DPSK tabanlıdır. Aslında, PRIME, CENELEC A bandındaki taşıyıcı frekansları (42 – 89 kHz) kullanır ve 5.4 kbps ile 128.6 kbps hızları arasında veri transferi sağlar. 1.4 sürümlü şartnameden sonra ARIB ve FCC bantlarındaki daha yüksek frekansların (471 kHz'ye kadar) kullanımını mümkün kılmak amacıyla yeni

frekans bantları kullanılmaya başlanmıştır. FCC bandı tamamen kullanılarak ham veri transferleri CENELEC A bandının 8 katına kadar yükseltilmiştir.

MAC katmanı, OSI modelinin bağlantı katmanını belirler ve erişim kontrolünü iki tip cihaz aracılığıyla kontrol eder: Temel nodlar (base node) ve hizmet nodları (Service nodes). Temel nodlar alt ağ kaynak ve bağlantılarını yönetir. Hizmet nodları alt ağın bir parçası olabilmek için temel nodlara kaydolmak zorundadır.

Dönüşüm katmanı ise Service Specific Convergence Sublayer'ları (SSCS veya Hizmete Bağlı Dönüşüm Alt Katmanı) daha üst katmanlara hizmet sağlayabilmesi için tanımlar ve her bir SSCS için kurulum ve segmentasyonu gerçekleştirir.

PRIME dört adet SSCS belirler:

- IPv4 için hizmetler
- IPv6 için hizmetler
- NULL. Bu, nod yönetimi ve özelleştirilmiş kullanım için şeffaf bir hizmet grubudur.
- DLMS/COSEM ile kullanım için IEC 61334-4-32 SSCS

PRIME, MAC katman paketlerinin şifrelenmesi için bir güvenlik profili de belirler.

7.3.4 G3

G3-PLC, CENELEC bantlarının sınırlı bant genişliğinin verimli kullanımı mümkün kılan ve güç hattı kanalı üstünden iletişim sağlayan gelişmiş modülasyon ve kanal kodlama teknikleri kullanmaktadır. Bu kombinasyon; dar bant enterferansı, darbeleri gürültü ve frekansa bağlı zayıflamaların varlığı halinde dahi çok sağlam bir iletişim sağlamaktadır.

- Normal mod işlevinde asgari 20 kbps etkili veri transferi.
- S-FSK gibi diğer dar bant PLC iletişim teknolojileri ile birlikte çalışma ve mevzuat gerekliliklerine uygunluk
- Enterferans bulunmayan kanalların seçilmesini mümkün kılan dinamik ton adaptasyonu

Bu modülasyon erişim kontrolü, kimlik doğrulama, gizlilik ve bütünlük sağlayan güvenlik protokollerini de yerine getirmektedir.

Protokol yığını, profile şekillendiren birkaç katman oluşturur. Fiziksel katman, dar bant PLC ortamında çalıştırılan OFDM tabanlıdır. Kullanımı yaygın olan IPv6 kullanımı ise birçok uygulama ve hizmete açılım sağlar.

7.3.5 RF

RF teknolojisi, mesh topolojisi kullanan lisanslı ve lisanssız RF spektrumuna aittir. Akıllı sayaçların verici/alıcı özellikleri olup birbirleriyle iletişim sağlamaktadırlar. Veriler, repeater (tekrarlayıcı) yardımıyla veri yoğunlaştırıcılar tarafından toplanır. Kullanılan frekanslar Kuzey Avrupa’da genellikle 434-450 aralığında (ABD’de 902 ve 928 Mhz aralığında) veya 2.4 GHz (daha kısa mesafe) bulunur. 400MHz ile sub-GHz aralığı mesafe, penetrasyon ve bant aralığı anlamında ideal iletişim olarak değerlendirilir. Lisanslı bir bant üstünde çalışmak akıllı sayaç sistemindeki alarmlar ve emirler gibi neredeyse gerçek zamanlı verilerin mevcut ve gelecekteki güvenliği anlamında faydalı olacaktır.

Bu teknoloji kentsel yerleşim yerlerine ve fazla engel bulunmayan, kolay erişimli sayaçların yer aldığı kırsal alan yerleşimlerine kurulmuştur (tercihen açık hava).

İyi bir bant aralığı, elektrik şebekesinden bağımsız oluşu (PLC’nin tersine herhangi bir şebeke kesintisinde de çalışması ve hat kalitesi ve harmonisi sebebiyle şebeke gürültüsüne maruz kalmaması) ve belirli şebeke mimarilerinde ekonomik avantaja sahip olması (transformör başına daha az sayaç olması) ana avantajlar arasında yer almaktadır.

Kullanıma uygun çözümlerin çoğunluğu patentli olup birlikte çalışabilirliğe ilişkin sorunlar çıkarmaları muhtemeldir. Standardizasyon çalışmaları IEEE 802.15.4g çalışma grubu kapsamında devam etmektedir.

Bu radyo sistemleri iki konfigürasyon kullanılmaktadır:

Yıldız veya noktadan çok noktaya (point to multipoint) belirli sayıda AMI çıkışlarına (sayaçlarına) giden merkezi bir gateway içerir. Bu gateway bir vericiye sahip iletişim kulesi ya da alt sayaçlar ile konuşan merkezi olarak konumlanmış başka bir sayaç olabilir. Örneğin, Gateway A 1,2,3, ve 4 numaralı sayaçlar ile konuşabilir. Bu alt sayaçlara uzanan gereksiz yollar var olsa da, bu ilişki ağları genellikle önceden ayarlanmış ve istikrarlıdır. Bu, özellikle batarya ile çalışan sayaçlarda kullanılır çünkü iletişim modelinin optimize edilmesine imkan sağlamaktadır.

Noktadan noktaya ya da mesh sistemler ise genellikle papatya zinciri şeklinde birlikte çalışan iletişim yollarının kullanılmasını mümkün kılar.Örneğin Gateway A, 1 ve 2 numaralı sayaçlar ile konuşur, 2 numaralı sayaç ise 3 numaralı sayaç ile ve 3 numaralı sayaç ise 4 numaralı sayaç ile konuşarak zinciri tamamlar. Bu, elektrik sayaç sistemlerinde sıklıkla kullanılır.

7.3.6 Hibrit: PLC+RF

Geniş alana yayılan dağıtım şirketlerinin yüksek ve düşük yoğunluktaki birbirinden farklı bölgelerde hizmet verdiği düşünüldüğünde ihtiyaçlarını karşılamaları adına hibrit çözümler akla gelir. Bu çözümler, bir head-end-master istasyonuna bağlı olsun ya da olmasın, genellikle RF ve PLC sistemlerinin kombinasyonundan oluşur.

PLC iletişimi, sağlamlığı ve farklı iletim modlarını desteklemesi ile bilinen DCSK modülasyonunu kullanır. OFDM'ye kıyasla daha düşük hızda veri transferi sağlasa da, bu hızlar akıllı sayaç uygulamaları için yeterlidir.

Bu çözümün asıl can alıcı noktası, veri yoğunlaştırıcıların, Akıllı Sayaç ve Veri Yoğunlaştırıcı arasında gerçekleşecek olan iletişimi sağlamak için yukarıda bahsi geçen iki iletişim aracından şartlara en uygun olanını (kaliteli iletişim sağlaması açısından) seçebilme özelliğine sahip olmasıdır. Ayrıca, bu çözümün sabit PLC sayaçlarını sabit RF sayaçları ile aynı ağ mimarisinde kombine etmesi de mümkündür.

7.3.7 BPL

BPL, yüksek hızda veri transferini mümkün kılan bir PLC teknolojisidir. BPL, uzak mesafelerde yüksek hızda veri transferini mümkün kılmak için diğer güç hattı iletişim yöntemlerine kıyasla daha yüksek frekansları, geniş frekans bantlarını ve farklı teknolojileri kullanır. BPL, radyo spektrumunun havadan iletişim (over the air) hizmetlerine adanmış frekanslarını kullanır.

IEEE 1901.2 standardı, Akıllı Sayaçlarda BPL kullanımını 100 MHz'den düşük frekanslarda ve 500 kbps'ye kadar hızlarda tanımlamıştır. İletişim AG ve OG şebekeden herhangi biri üstünden gerçekleşebilir ve diğer PLC tabanlı teknolojiler ile birlikte kullanılmasına imkan vermesi açısından ona bir protocol (ISP) atanmıştır.

7.4 MDM

MDM sistemi; tek noktalı referansın sağlanabilmesi adına bir şebeke operatörünün ölçüm cihazı (sayaç) verilerinin istikrarlı olarak tanımlama ve yönetimini gerçekleştiren süreç, yönetim, politikalar, standartlar ve araçlardan oluşur. MDM sistemi AMI- Proje Head End Sistemi (HES) ile ya da sistemlerle HES doğal arayüzü üstünden arayüzlenmelidir.

Hizmetin EDAŞ merkezinde kurulması; bunun mümkün olmaması halinde üreticilerin kendi tesislerinde kurulması planlandı ve üreticilerden proje süresince hizmet olarak ücretsiz kiralandı.

7.4.1 MDM hizmetleri

Hizmet	Tanım	Hedef
Müsaitlik⁴	MDM hizmetlerinin hizmet erişim oranı en az %90 olmalıdır. Hatalar arasındaki ortalama süre (Meantime between failures veya MTBF ⁵) 2 saatten az olmalıdır.	
Arayüz	MDM sistemi AMI- Proje Head End Sistemi ile veya HES doğal arayüzü üstünden sistemlerle Sayaçlardan elde edilen okumalar, veriler alındıktan sonra lüzumsuz bekleme zamanları olmaksızın MDMS kanadında işlenmeli ve depolanmalıdır. Ayrıca, sayaçlardan elde edilen olaylar ve durum bilgileri gibi diğer veriler de alınabilmeli ve	Daha sonraki operasyonlarda kullanılması ve aynı zamanda ticari süreçlere katkıda bulunabilmesi adına sayaçlama bilgilerinin operatörler tarafından görüntülenebilmesine imkan veren bir arayüz gereklidir.

⁴ Müsaitlik = Tahmin edilen çalışma süresi / (Tahmin edilen çalışma süresi + tahmin edilen aksaklık süresi).

⁵ MTBF = $\Sigma(\text{Aksaklık başlangıcı} - \text{Çalışma Başlangıcı}) / \text{hata sayısı}$.

	işlenebilmelidir.	
Ticari Süreçler	<ul style="list-style-type: none"> - Sayaç okumaları, olaylar ve durum bilgileri - Müşteri değişimi (yeni abone) - Müşteri bağlantısı/bağlantı kopması. - Müşteri faturalandırması 	Bu kısım, faturalandırma ve müşteri bilgilendirmede kullanılacaktır. Ayrıca, hizmet kalitesine ilişkin bilgiler için de gereklidir.
MDM Sistemine Giriş	Yetkilendirilmiş proje çalışanları ve operatörler sistem erişimine sahip olmalıdır. Erişim, ayrıca operasyonlar için de gereklidir.	
Güvenlik	Tüm hizmetler, dışarıdan gerçekleştirilecek yetkilendirilmemiş erişimleri engellemek adına firewall (kalkan) ile korunmalıdır.	Sistemin vandalizme, kurumsal hırsızlığa ve gizlilik ihlallerine karşı korunması için gereklidir.

7.4.2 MDM işlevleri

Bu projenin gereklilikleri kapsamında aşağıdaki işlevler tanımlanmıştır:

İşlev	Tanım	Hedef
Sayaç veri deprese		
Sayaç okuma	MDM sistemi tüm sayaç veri değerlerinin (tüketim, yük profile, azami talep ve güç kalitesi) saklanması ve işlenmesi görevlerini gerçekleştirmelidir. Bu, sayaç tipi ve markasından bağımsız olarak yapılmalıdır. Ayrıca; bayraklar, olay bilgileri, kesintiler ve sayaç müdahale alarmları ve talebe cevap olayları gibi durum bilgileri de bunlara	

İşlev	Tanım	Hedef
	dahildir.	
Sayaç verisinin yönetimi	MDM tüm sayaç noktalarını ve bunların verilerini tutmalı ve yönetebilmelidir. Sistemin bunlar için yeterli miktarda belleği olması gereklidir.	
Sürüm bilgisi	MDM sistemindeki veriler zaman referansına (time version reference) sahip olmalıdır. Bu zaman referansının kesinliği 1 milisaniye ile ölçülmelidir.	
Kayıt bilgisi	MDM sistemi veri bütünlüğünü sağlamak adına; ölçüm ekipmanında yapılan değişikliklerin kullanıcı bilgisi, tarih ve zamanı ve ilgili sürecin ne olduğunun kaydını tutmalıdır.	
Verilerin yeniden yazılması	MDM sistemi, belirli bir tarih ve zamanda kaydı oluşturulan bilgileri yeniden yazabilir nitelikte olmalıdır. Bu veriler talebe bağlı olarak çıkartılabilmelidir. Faturalandırma, uzlaşmazlıkların çözümü ve veri bütünlüğü için gereklidir.	
Verilerin doğrulanması, tahmin edilmesi ve düzenlenmesi		
Ön işlem	MDM sistemi; sayaçta bulunan ham verilerin depolanması ve ön işlenmesini veritabanında bulunan aylık faturalandırma bilgilerine uyumlu olarak gerçekleştirebilmelidir.	
Tahmin	Aşağıdaki gibi doğrulama ve tahmin işlevleri:	

İşlev	Tanım	Hedef
	<ul style="list-style-type: none"> - Tahminler geçersiz veya eksik olan sayaç bilgileridir. - Değerler sabitler ile yer değiştirir - Ekleme, çıkarma, çarpma ve bölme işlemleri - Veri enterpolasyonu - Verinin zaman içinde ileri ve geri sarılması - Verilerin bölünmesi ve birleştirilmesi 	
Düzenleme	<ul style="list-style-type: none"> - Ekle, yenisiyle değiştir. - Kopyala/kes/yapıştır. - Okunan sonuçları düzelt. - Çoklu sonuçları görüntüle ve düzelt. 	
Hesaplama	<p>MDM sisteminin aşağıdaki gibi matematiksel ve mantıksal işlevleri destekleyen entegre bir motoru olmalıdır:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Matematiksel (Çarp, böl, kare kök al, sin e, cosin e vb.). - Mantıksal (eğer, ve, veya, değil vb.). - Zaman ve tarih işlevleri (maksimum, minimum, ortalama, toplam vb.) - Birim dönüştürme (kWh/kVARh to kVAh etc) 	
Toplama	<p>MDM sistemi, verileri uygulanan toplama/hesaplama kurallarına göre toparlayabilmeli ve bunları sayaç noktaları, coğrafi bölgeler ve müşteri özellikleri gibi kategorilere uygun sınıflandırabilmelidir.</p>	

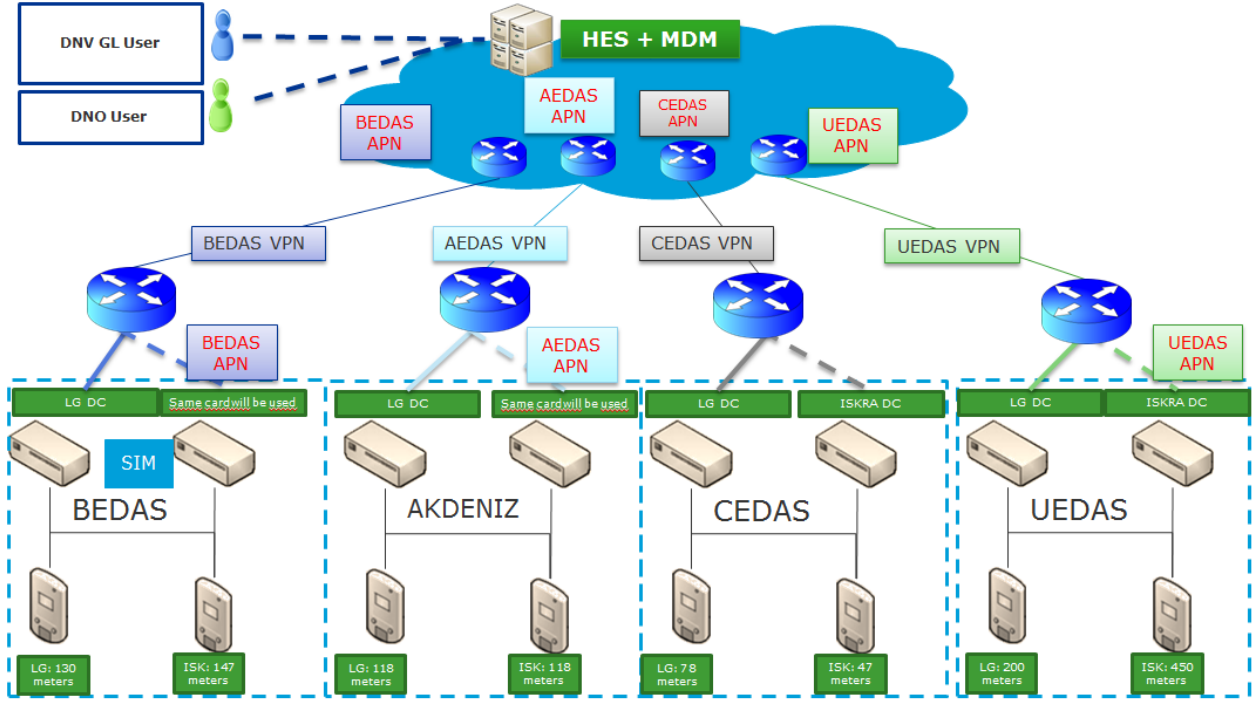
İşlev	Tanım	Hedef
Raporlama		
Dahili raporlar ⁶	MDM sistemi, aşağıdakileri içeren yeterli bir raporlama işlevine sahip olmalıdır:	<ul style="list-style-type: none"> - Yerleştirme istatistikleri - Günlük veri toplama raporu - Eksik okuma raporları - Sayaç müsaitliği ve arıza teşhis - Günlük durum ve tüketim raporları - Doğrulama hata raporları - İstisnai raporlar - Güvenlik raporları
Hazır raporlar	MDM sisteminin kullanıcı tarafından ayarlanabilir raporlama araçları olmalıdır.	

7.5 Sistem Mimarisi

Aşağıdaki şema, sistemin nasıl konumlandığını Mantıksal Bağlantı yaklaşımıyla göstermektedir.

Landis ve Iskraemeco firmalarının yerel sunucu sağladığı ve Sagemcom firmasının Kullanıcı Arayüzü sağladığı durumlar hariç birçok durumda MDM çözümü üretici tesislerinde yer almakta ve Bulut Bilişim ile erişilebilir olmaktadır; bu sebeple sayaçlama bilgilerine erişim VPN üstünden gerçekleştirilmiştir.

⁶ Tüm raporlar Excel ya da Acrobat PDF gibi dijital formatta da erişilebilir olmalıdır.



Şekil 7: Sistem Mimarisi

MDM sisteminden DC cihazlarına yapılacak olan iletişim GPRS/3G mobil iletişim teknolojisi aracılığıyla gerçekleştirilecektir.

Üreticilerin her biri, sayaç okumadan gelen periyodik raporları paylaşmakla yükümlüdür. Sonuçların birbirleriyle uyumlu olması adına, listelenen bir dizi veriyi ve Anahtar Performans Göstergelerini içeren bir şablon rapor oluşturulmuştur. Bu şablon üreticilere verilmiştir.

8 İHALE SÜRECİ

Proje kapsamında her biri ayrı bir devreye alımda gerçekleşmek üzere iki tedarik süreci bulunmaktadır. Bu bölümde her iki sürecin nasıl yapılacağına ilişkin tanımlamalar yer almaktadır.

8.1 1. Faz Tedarik

Kurulumların ilk aşamasında büyük oranda standartlaşmış, hazır raf ürünlerini hedefleyen, daraltılmış özel bir tedarik süreci yer almıştır. Bu nedenle ilk fazın IDIS organizasyonuna üye olan sayaç tedarikçileri (Elster, Landis + Gyr, Iskraemeco ve Itron) ile sınırlandırılmasına karar verilmiştir. İlk fazda sadece bu dört tedarikçi en iyi tekliflerini sunmak üzere davet edilmiştir.

Önceki bölümde belirtildiği üzere donanım bileşenlerinin şartnamesi hazırlanırken DLMS profilinin tabanının yüksek düzey birlikte çalışabilirliğesahip IDIS DLMS profile olması kararlaştırılmıştır. İlk aşamanın başlaması için bulunan zamanın kısıtlı olması sebebiyle IDIS paket 1 seçilmiştir (S-FSK PLC tabanlı), bu da tedarikin o dönemde halen hazırlanmakta olduğu için kapsamlı olmayan bir şartname ile başlamasını mümkün kılmıştır.

Davet edilen 4 üreticiden sadece ikisi teklif talebine cevap vermiştir, bunlar Landis + Gyr ve Iskraemeco firmalarıdır. Elster ve Itron Teklif Talebi'ne olumsuz yanıt vermiş ve stoklarında devreye alımın başlamasına imkan verecek sayıda ürün olmadığını belirtmiştir. Her iki firmanın da bu ürünü etkin olarak pazarlamadığının oldukça ilginç bir durum olduğunu belirtmekte fayda var, lakin sundukları çözümlerin daha modern PLC standartları (BPL, G3, PRIME) ile çalışması ya da Itron örneğinde kendi çözümleri (RIVA) üstünde çalışması da dikkate değer diğer unsurlardandır.

Teslimat zamanı ile ilgili gecikmeler de oldukça ciddiydi. Sayaçların aslen 4 haftalık süre içerisinde teslim edilmesi talep edilmişti fakat teslimat 10 hafta sürdü. Son teslimatın gecikmesinde gümrükte yaşanan sorunların (teslimatı yaklaşık olarak 2 hafta geciktirdi) ve Türkiye'deki mevzuatlar gereğince yeni sayaç modellerinin ilgili kurumlarca kayda alınması/onaylanmasının aynı derecede etkili olduğunu söyleyebiliriz.

Birinci faz devreye alımda Iskraemeco sayaçların Landis + Gyr DC cihazlarıyla ve Landis + GYR sayaçların da Iskraemeco DC cihazları ile iletişim içerisinde olduğunu söyleyebiliriz. Fakat veri modellerinin eşleşmemesi sebebiyle Landis + GYR DC cihazlarının Iskraemeco

sayaçlar üstünde çalışması için bazı modifikasyonlara ihtiyaç duyulduğunu da belirtmeliyiz. Ayrıca, iletişim konfigürasyonundaki eşleşmezlik sebebiyle de iletişimde bazı sorunlar yaşandığını söyleyebiliriz (farklı veri akış hızı), bu durum da hem iletişim seviyesinde (PLC veya RF) hem de uygulama seviyesinde (DLMS) kapsamlı bir “varsayılan ayar” belirlenmesinin ne kadar gerekli olduğunu göz önüne koymuştur.

8.2 2. Faz Tedarik

2. Faz devreye alımda süreç; belirlenen üretici listesinin ön elemesi ve nihai ihale değerlendirmesi şeklinde iki aşama halinde gerçekleştirilmiştir.

Aşağıda yer alan üreticilere ihale için teklif çağrısında bulunulmuştur:

- Luna
- Iskraemeco
- Landis & Gyr
- Elster
- VIKO – Kamstrup
- NAR
- Elektromed
- Sagemcom
- Actility
- ADD
- Echelon
- EDMİ
- Itron
- Visiontek
- Köhler
- Nuritelecom

Ön eleme süreci, firmaların ekonomik ve teknik yeterliliklerinin değerlendirilmesi suretiyle gerçekleştirilmiştir. Ekonomik gereklilikler içinse farklı üreticilerden ihaleye özel sorumluluk ve yeterlilik beyanları istenmiştir. Teknik yeterlilikleri içinse aşağıdakiler istenmiştir:

- 1) Kalite sürekliliği ve standartlarını belirlemek için alınan önlemlerin tanımı (Örneğin: ISO 9000 belgesi)
- 2) Adayın ürününün diğer IT sistemlerine entegre olabildiğini gösterir sertifikalar. Aday, hangi ürünlerin akıllı sayaç sistemlerinin önde gelen endüstriyel standartları (IDIS, PRIME vb.) tarafından sertifikalandırıldığını ve söz konusu IT sistemlerini tanımlamakla yükümlüdür
- 3) Referans listesi. Tedarikçinin seçilen teknolojiler ve ilgili ürün ve hizmetler ile ilgili en az 3 yıllık tedarik deneyimi olmalıdır.

Donanım şartnamesine göre, devreye alım kapsamında kullanılacak teknolojiler aşağıda yer almaktadır:

- Radyo Frekansı
- PLC: BPL, G3, DCSK ve PRIME
- Hibrit çözüm: RF + PLC

Başvuru sahiplerine gönderilen proje belgelerinde tanımlandığı üzere talep edilmiştir. Olası teklif verenler arasında yapılan ön elemeyi müteakip, aşağıdaki firmalara “İhale Çağrısı” yapılmıştır:

- Luna
- Iskraemeco
- Landis + Gyr
- Elster
- VIKO – Kamstrup
- NIK (NAR)
- Sagemcom
- ADD
- EDMİ
- Itron

Yapılan ön elemelerden sonra dağıtım şirketleri tarafından DCSK sayaçlarının da kabul görülmesi kararlaştırılmıştır. Tüm sayaçlar donanım şartnamesinde tanımlanan DLMS nesne modelini uygulamalıdır.

İlk teklif turundan sonra DNV GL ve dağıtım şirketleri, ihaleye davet edilen üreticiler ile görüşmelerini sürdürdüler. Teknolojilere göre teklif verenler listesi aşağıda yer almaktadır:

- RF: Kamstrup, Luna ve NAR
- G3: Landis + Gyr, Sagemcom ve Elster
- PRIME: Sagemcom
- BPL: Elster
- DCSK: Luna + NIK(NAR)
- Hibrit: Luna

8.2.1 Üreticilerin MDM Tekliflerinin Özeti

Luna MDM ile ilgili çok kısa bilgi vermiş fakat sunumlarında çok kuvvetli bir biçimde “yapabiliriz” tavrı takınmıştır. Söylediklerine göre tüm sistemleri kendi MDM sistemlerine sıfır ek maliyet ile entegre edebilmekteler.

ELSTER, BPL çözümleri için bir yıllık MDM teklifinde bulundu. MDM sisteminin kendi tesislerinde bulunmasını tercih ettiklerini fakat yerinde kurulumun da değerlendirilebileceğini söyledi. Teklif edilen MDM sistemi tam kapsamlı bir MDM (full-MDM) “DEĞİL” fakat BPL tabanlı çözümlerinin değerlendirilmesine imkan vermesi adına bir Pilot MDM çalışmasıydı.

Sagemcom ise sayaç ve DC cihazlarının birlikte çalışabilirliğine dayalı kuvvetli bir entegrasyona sahip. Farklı üreticilerin DLMS veri modeli kullanan çeşitli HES modelleri için adaptör seçenekleri sunmuşlardır. Sagemcom aynı zamanda bakım ve destek için de bir konsept sunmuştur. Ayrıca, Sagemcom MDM ve diğer Dağıtım Şirketi sistemlerinin Master Data Synchronization aracılığıyla nasıl senkronize edileceğine dair bir çözüm de sunmuştur.

Landis + Gyr MDM sisteminin Landis’te (Slovenya) bulunmasını önermiştir. Bu durumda Landis’in talep edilen hizmetin gerekliliklerini tam anlamıyla sağlayabileceği söylenmiştir. Genel olarak Landis kendi MDM sistemleri (Gridstream) hakkında çok fazla bilgi vermemiştir fakat bu sistemin oldukça kapsamlı bir MDM sistemi olarak bilindiğinin altını çizmekte de fayda var.

Kamstrup MDM sisteminin kendi tesislerinde bulunmasını önermiştir. Sunucu ortamları ISO 27001 sertifikalıdır. MDM sistemi, tanımlanan gerekliliklerin çoğunluğunu yerine getirebilmektedir fakat Kamstrup MDM sadece Kamstrup HES ile çalışmaktadır.

Nar tarafından MDM sistemi ile ilgili neredeyse hiç detaylı bilgi verilmemiştir. Yüzyüze toplantılar sırasında Nar farklı türdeki sayaçlardan veri toplayabilmek için gerekli arayüzleri hazırlayabileceklerini belirtmiştir.

8.2.2 Üreticilerin Akıllı Sayaç Tekliflerinin Özeti

Luna, yerel tedrikçi, iyi bilinen ve kendini kanıtlamış DCSK ile daha yenilikçi bir çözüm olan ve 169 ve 820-960 MHz frekanslarında çalışan RF, ve bunların birlikte kullanımından oluşan Hibrit olmak üzere 3 farklı teknoloji önermiştir. sayaç teslimatının zamanında olması beklenmektedir ancak aynı sistemde oldukça farklı çözümleri kendi DClerine entegre etmeleri en büyük zorlukları olabilir.

Elster, PLC teknolojisi alanındaki en yeni ve inovatif çözümlerden olan G3 teknolojisini kullanacaktır fakat lojistik sebeplerden talep edilen miktarlarda sayacı tedarik edemeyeceklerini söylemişlerdir ve bu sebeple tekliflerinde, özellikle kırsal alan için ideal bir çözüm olan ve uzak mesafelere ulaşan BPL (Broadband over Power Lines) teknolojisine geçmişlerdir.

Sagemcom, dünya çapında en sık kullanılan ve stabil teknolojiler olan G3 ve PRIME teknolojilerini kullanmaktadır. Sagemcom'un çözümleri Avrupa'da birkaç ülkede halihazırda çalışmaktadır. Sagemcom, akıllı sayaçların teslimatı için nihai karardan sonra 4 hafta istemiştir.

Landis+Gyr G3 çözümünü sunmaktadır. İlk teslimat tarihi ise 2015 Ağustos olarak belirlenmiştir.

Kamstrup RF teknolojisini 444 MHz'de kullanmaktadır. Sayaçların zamanında teslim edilmesi öngörülmekte fakat gümrükte yaşanan bazı problemler gecikmelere sebep olmuştur.

NAR/NIK aynı zamanda DCSK ve 2400 ile 2480 Mhz aralığında RF teknolojileri de sunan bir NIK distribütörüdür. Sayaçlar zamanında teslim edilmiş, dolayısıyla kurulumda herhangi bir sorun yaşanmamıştır.

Araç	Güç Hattı	Güç Hattı	Güç Hattı	Güç Hattı	Güç Hattı	Radyo Frekansı	Hibrit
Modülasyon	OFDM dar bant	OFDM dar bant	S-FSK	DCSK	OFDM geniş bant (BPL)	--	--
Standart	G3-PLC	PRIME	IDIS	--		--	--
Üretici	Landis + Gyr, Sagemcom	Sagemcom	Landis + Gyr, Iskra	Luna, Nar/Nik	Elster	Luna, Nar/Nik, Kamstrup	Luna

Üreticiler ile Ağustos 2015 ile Eylül 2015 arasında sözleşmeler müzakere edilmiş ve 4 DAĞITIM ŞİRKETİ tarafından tedarik sözleşmesi imzalanmıştır. Daha önce de belirtildiği üzere, teslimat süreleri tedarikçilerin hepsi için ciddi bir sorun teşkil etmekteydi. En hızlı tedarikçiler teslimatı 3 ay içerisinde gerçekleştirebileceklerini söyleseler de bazılarının Haziran 2016'dan önce teslimat gerçekleştiremeyeceğini (Sagemcom PRIME sayaçlar) belirtmiştir. Bu durum göz önünde bulundurularak, proje süresinin uzatılması ve tedarikçilere teslimat için ek süre verilmesi fakat 30 Mayıs tarihine kadar kurulumu gerçekleştirilmeyen sayaçların sonuçlarının son rapora dahil edilemeyeceği öngörülmüştür. Bu madde sadece PRIME sayaçlar için geçerli oldu.

9 DEVREYE ALIM

Pilot projenin ana hedeflerinden biri de farklı üreticilerin sayaçlarında bulunan farklı teknolojileri, birbirine olabildiğince yakın şartlar altında değerlendirmek ve kıyaslamaktır. Trafo merkezi seçiminin tercih edilmesinin altındaki sebep de ortalama veya göreceli olarak kötü trafo merkezleri seçerek Türkiye'nin genelinin modellenmesiydi. İyi şartlar altında her sistem çalışacaktır bu sebeple iyi ortamlar test kapsamına alınmadı. Ayrıca, test ortamı belirlenirken sıcak/soğuk, kentsel/kırsal, mesken/ticari ortam gibi farklı çevresel faktörler de göz önünde bulundurulmuştur.

- BEDAŞ: Kentsel alan, ortalama hava koşulları, mesken ve ticari aboneler
- UEDAŞ: Seyrek abone dağılımı, hafif endüstriyel aboneler
- ÇEDAŞ: Taşra bölgesi, soğuk hava koşulları, köyler
- AEDAŞ: Sıcak hava koşulları, klima kullanımı, oteller, mesken ve ticari aboneler

Birden fazla tedarikçi tarafından önerilen teknolojilerin birlikte çalışabilirlik testlerinin yapılabilmesi amacıyla mümkün olan yerlerde aynı teknolojiyi kullanan cihazlar için tek bir Trafo merkezi seçilmiştir. Bu bölgelerin test prosedürleri, farklı üreticilerden gelen sayaçların aynı lokasyonda kurulumu şeklinde yapılmıştır. Bir binaya, en azından her üreticiden bir adet sayaç yerleştirilmiştir. Ayrıca, tüm Trafo merkezi alanlarının kapsama alınması da belirlenen başka bir hedefdir. Bu yaklaşımla, aynı teknolojiyi sunan tüm tedarikçilerin aynı şartlar altında sınanması amaçlanmıştır. Ayrıca, her bir tedarikçinin kendi ürünlerinin yalnız başına test edilmesi amacıyla da ayrı olarak başka yekpare kurulumlar da gerçekleştirilmiştir.

Dağıtım şirketlerinin talebi doğrultusunda proje iki faza bölünmüştür. 1. Faz, karşılaşılabilecek sorunların ve bu sorunların oluşmasını engellemek için ne gibi önlemler alınacağını ya da sorunlara ne gibi çözümler getirilebileceğinin görülmesini amaçlamıştır. 1. Faz sonuçları "Ara Dönem Raporu"nda detaylı olarak yayınlanmıştır fakat veri bütünlüğünün korunması adına sonuçlar bu raporda da yer almaktadır.

9.1 Seçilen Trafo Merkezlerinin Tanımı

Yukarıda tanımlanan ana haları göz önünde bulundurarak, aşağıda belirtilen trafo merkezleri pilot lokasyon olarak seçilmiştir:

9.1.1 BEDAŞ

Pilot projenin ikinci aşamasında BEDAŞ aşağıdaki teknolojileri test etmeyi planlamıştır:

- G3-PLC (PLC; Landis + Gyr ve Sagemcom)
- PRIME (PLC; Sagemcom)
- DCSK (PLC; Luna ve Nar/Nik)
- BPL (Geniş Bant PLC; Elster)
- RF (RF; Nar/Nik ve Kamstrup)

9.1.1.1 G3-PLC

Devreye alım planında 1875TM trafo merkezi G3-PLC testleri için seçilmiştir. Bazı kısıtlamalar sebebiyle bu trafo merkezi 3143TM ile değiştirilmiştir. Bu istasyon kentsel bir alana yerleştirilmiştir (Nişantaşı Bölgesi) ve buradaki altyapı her ne kadar eski olsa da birçok tadilatından geçmiştir. 995 abonenin sayacı yeni sayaçlarla değiştirilmiştir ve bu abonelerin büyük çoğunluğu (%86) meskendir.

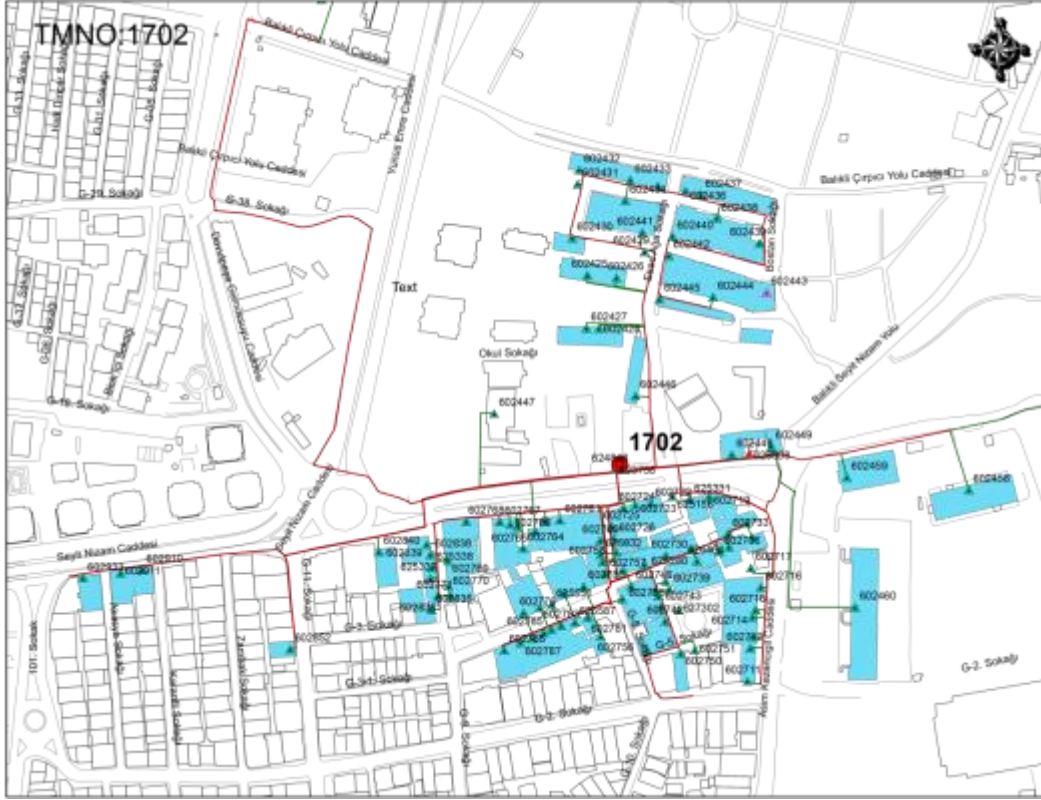
Genel altyapı göreceli olarak eskidir (yaklaşık 30 yıl) fakat transformörler 2006 yılında yenilenmiştir. Trafo merkezinden çıkan 25 adet besleyici (Feeder) ünite bulunmaktadır.



Şekil 8: BEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası

9.1.1.2 PRIME

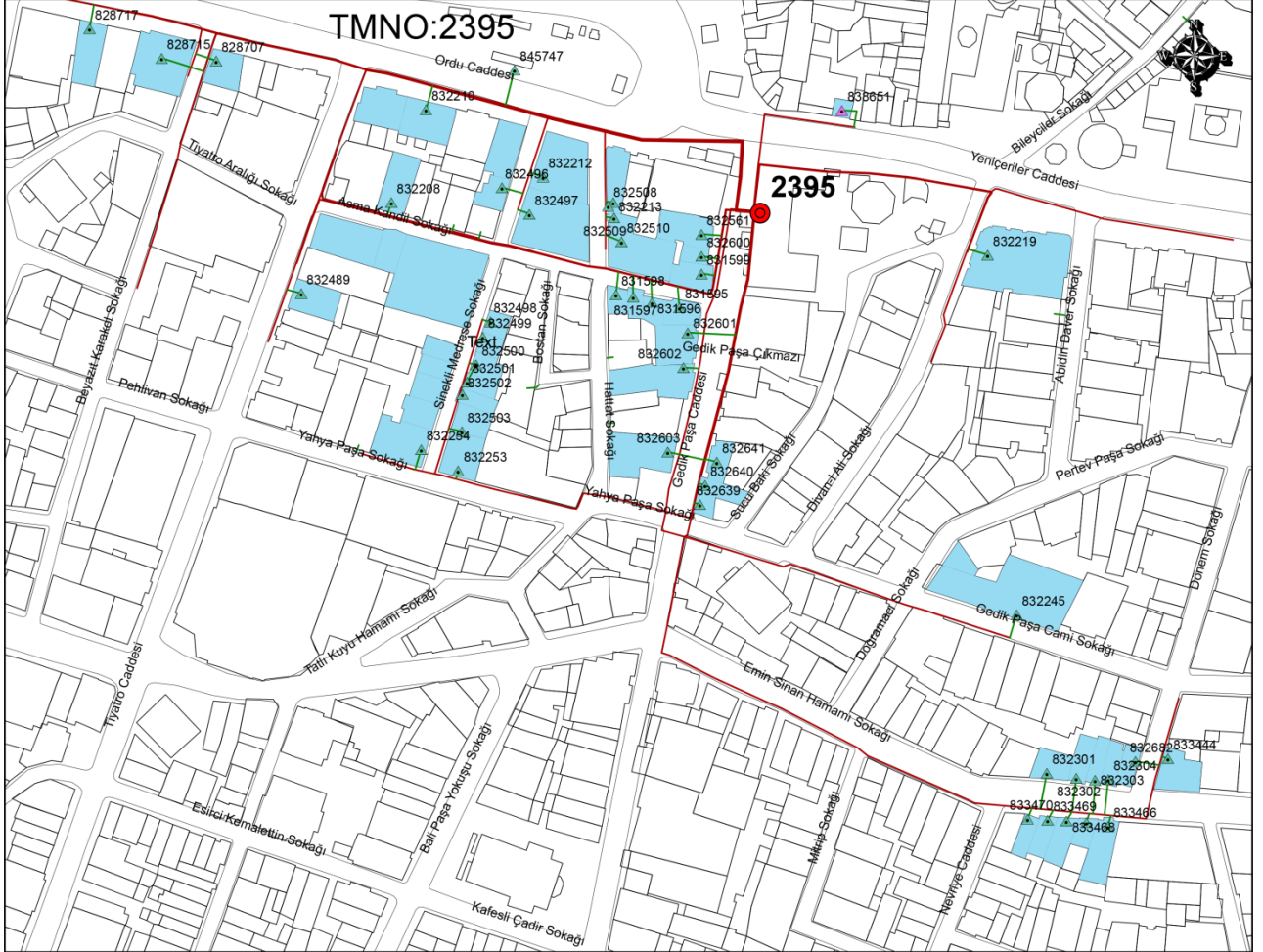
PRIME teknolojisini test etmesi için 1702TM seçilmiştir. Bu trafo merkezi toplamda 970 sayaca elektrik vermektedir. Bu sayaçlardan 700 tanesi mesken aboneler için olup geriye kalan sayaçlar ticare veya tekstil gibi hafif endüstriyel abonelerdir. Bu trafo merkezinin altyapısı eskidir.



Şekil 9: BEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası

9.1.1.3 BPL

Broadband over Power Line (BPL) teknolojisini test etmesi için 2395TM trafo merkezi seçilmiştir. Burası turistik bir bölgedir ve çok eski bir altyapıya sahiptir, yaklaşık olarak 830 tüketiciyi beslemiştir. Bunlardan çoğu (%94) ticari abonelerdir.



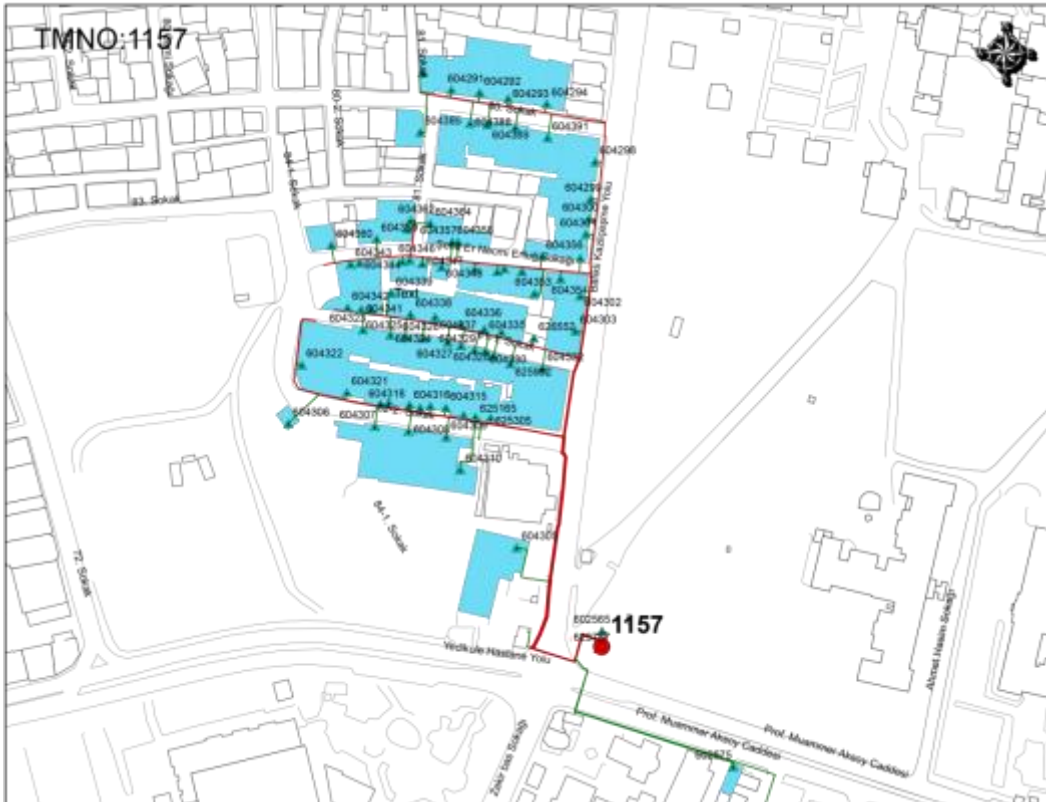
Şekil 10: BEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası

9.1.1.4 DCSK

DCSK için BEDAŞ iki trafo merkezi seçmiştir: 1090TM ve 1157TM. İlk trafo merkezi 514 aktif kullanıcıyı beslemektedir ve bunların çoğunluğu (435/514) meskendir. Bu altyapı göreceli olarak yenidir (İstanbul'un geneli, yeni kurulan bölgeler hariç, oldukça eski bir altyapıya sahip olup altyapının üstünde ufak modifikasyonlar veya onarımlar gerçekleştirilmiştir.) İkinci trafo merkezinin ise 640 abonesi vardır ve bunlardan 488 tanesi meskendir.



Şekil 11: BEDAŞ DCSK testi trafo merkezi haritası (1#2)



9.1.2 UEDAŞ

Birinci fazda kurulumu yapılan Iskraemeco ve Landis + Gyr sayaçlarına ek olarak Uludağ EDAŞ aşağıdaki teknolojileri test etmek istemiştir:

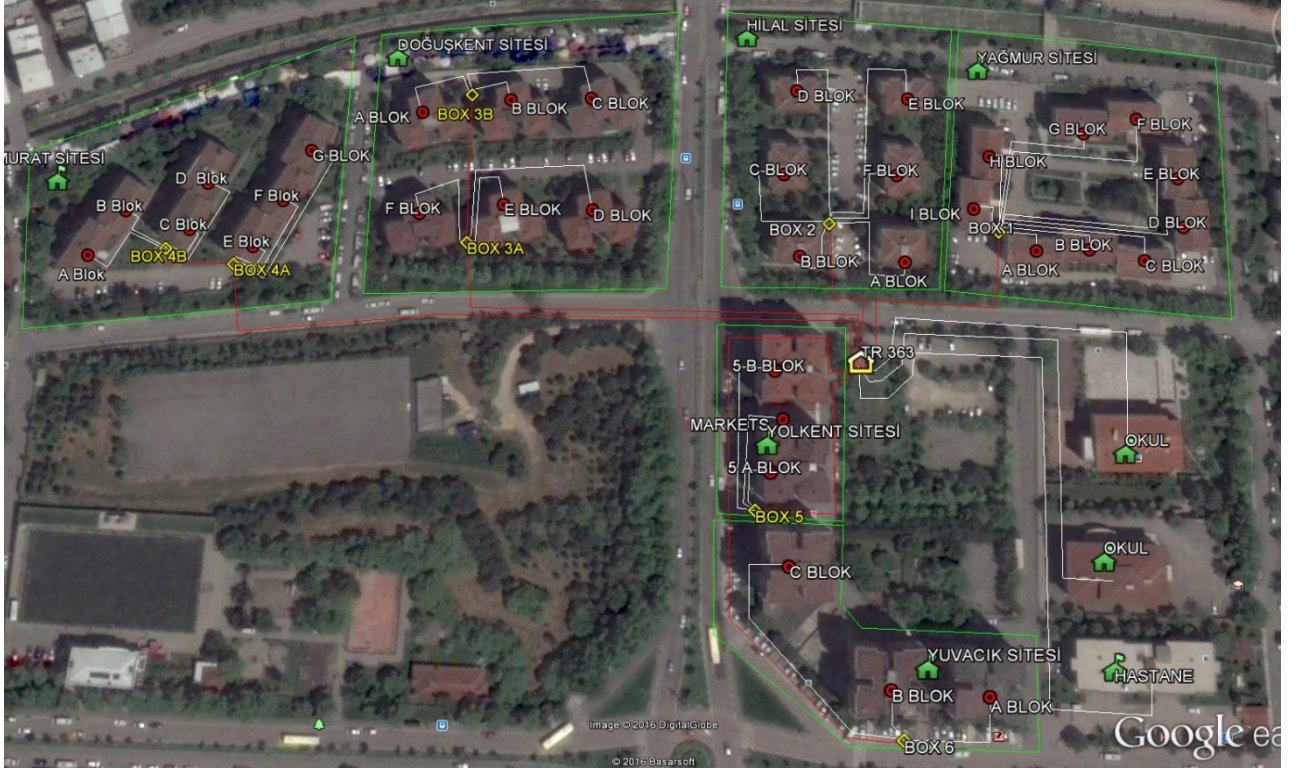
- G3-PLC (PLC; Landis + Gyr ve Sagemcom)
- PRIME (PLC; Sagemcom)
- BPL (Geniş bant PLC; Elster)

9.1.2.1 G3-PLC

UEDAŞ, G3-PLC sayaçları iki trafo merkezine kurmuştur: Sagemcom için TR363 ve Landis + Gyr için TR 403. Her ikisi de altyapı anlamında iyi durumdadır. Bu yaklaşım, sayaçların performanslarının ayrı ayrı değerlendirilmesini mümkün kılmak amacıyla ve aynı zamanda aynı teknolojinin iki farklı üretici arasındaki farkları görebilmek için göreceli olarak iyi bir ortamda test yapılmasını öngörmüştür. Her iki trafo merkezi de kentsel alanda bulunmakta olup yeni ve sağlıklı bir altyapıya sahiptir.



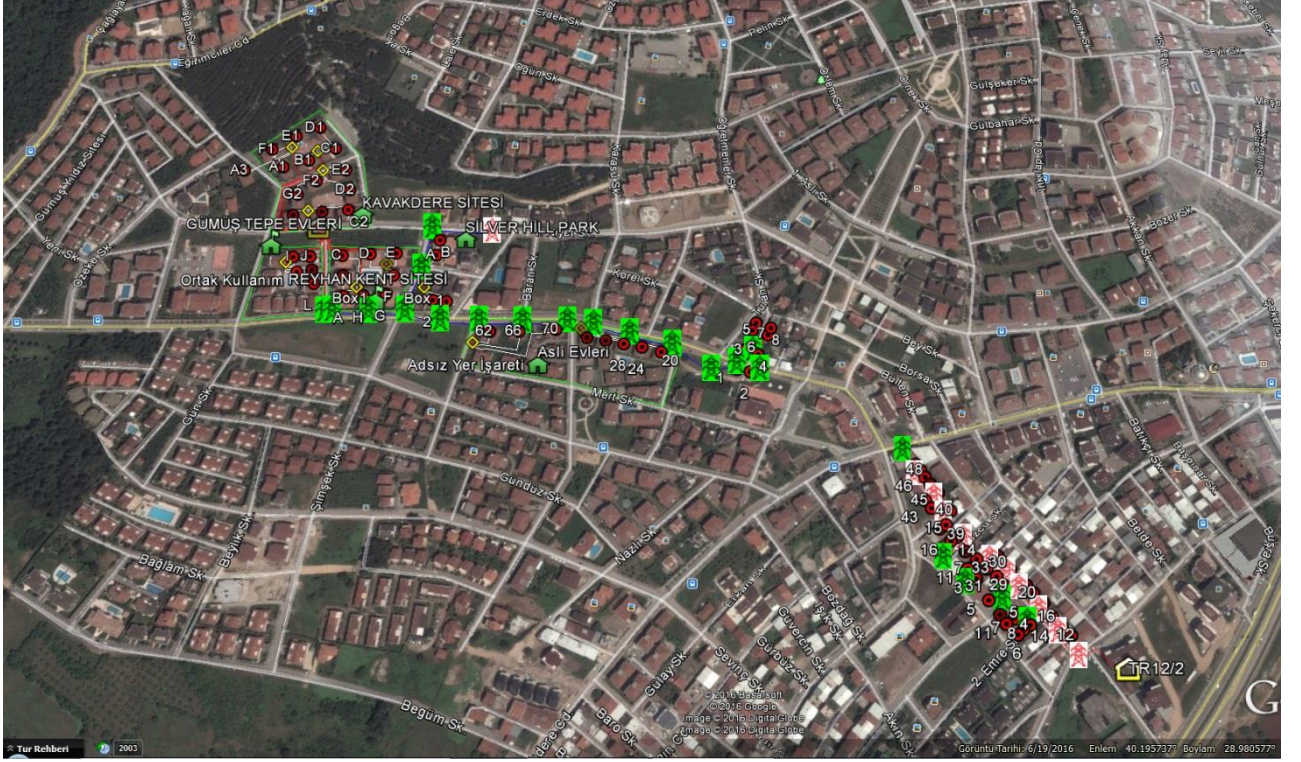
Şekil 15: UEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası (Landis + Gyr)



Şekil 16: UEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası (Sagemcom)

9.1.2.2 PRIME

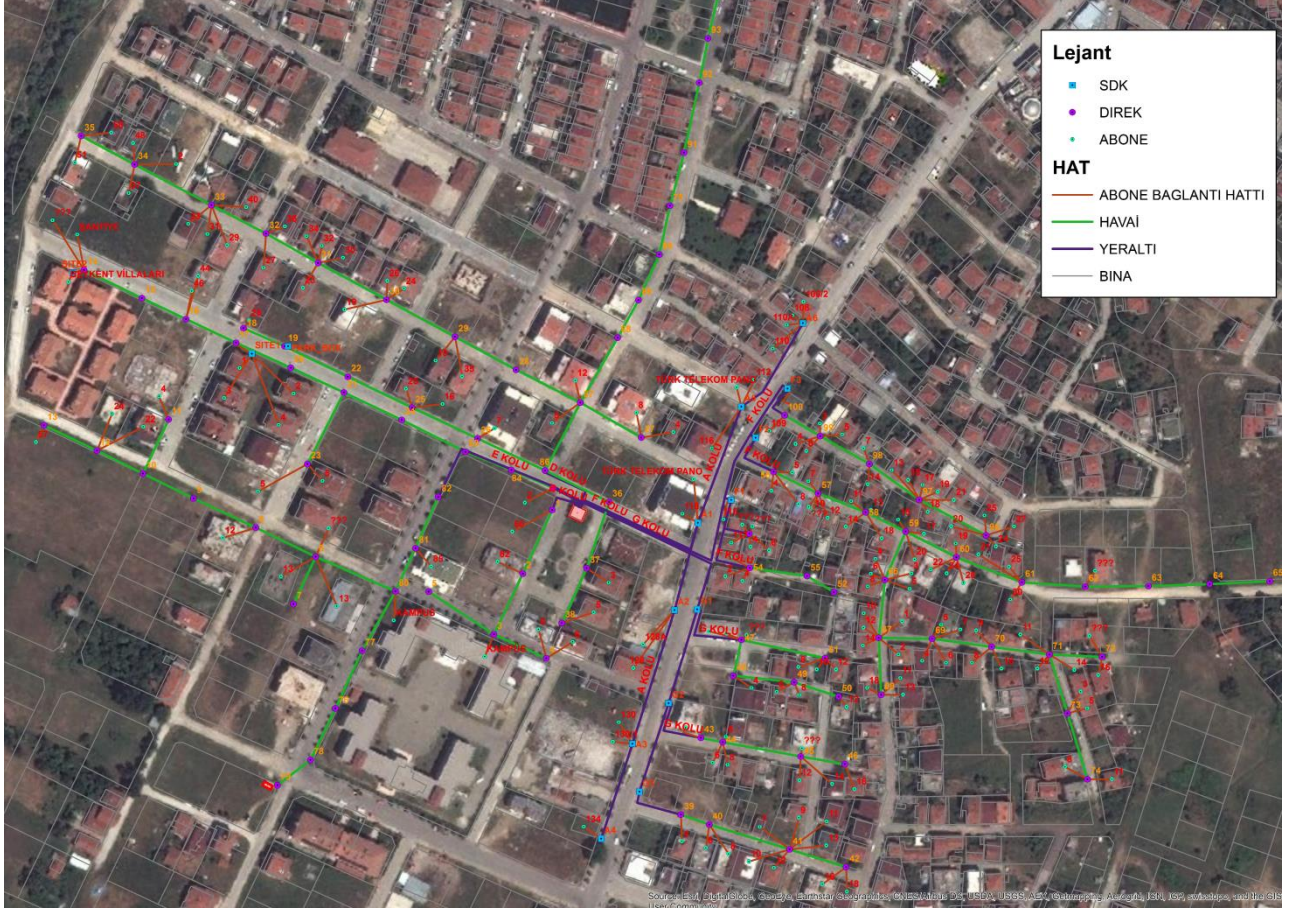
UEDAŞ, PRIME testleri için Nilüfer TR 12-2,10 seçimini yapmıştır. Ortam kentsel yerleşimdir ve altyapı göreceli olarak eski olmakla birlikte iyi durumdadır.



Şekil 17: UEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası

9.1.2.3 BPL

UEDAŞ, BPL sayaçlarını TR1-6 aralığına kurmuştur. Burası kentsel yerleşim alanı olup toplamda bu trafo merkezinden beslenen 705 abone bulunmaktadır. Bunların çoğunluğu (685/705) meskendir. Altyapı yeteri kadar yenidir ve iyi durumdadır.



Şekil 18: UEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası

9.1.2.4 IDIS – 1. Faz

TR263 trafo merkezi hafif ticari bir bölgede yer almaktadır. Genellikle garajlar ve atölyeler gibi hafif ticari aboneleri beslemektedir. Ayrıca, şebekede mesken aboneleri de bulunmaktadır. İstasyondan 5 fider çıkmaktadır.

Saha ziyareti esnasında şebekenin iyi bir durumda olmadığı anlaşılmıştır. İletkenler üstünde çok fazla hızlı ve özensiz onarımın ve çok fazla ek noktasının bulunduğu gözlenmiştir. Ticari

aboneler devrelere ciddi bir biçimde yük olmaktadır ve özellikle bayramlarda ve tatillerde (ticari abonelerin kapalı olduğu günler) başarı oranı artmaktadır.



Şekil 19: UEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası

9.1.3 Akdeniz EDAŞ

Akdeniz EDAŞ, birinci fazda kurulumu gerçekleştirilen Iskraemeco ve Landis + Gyr sayaçlarına ek olarak aşağıdaki teknolojileri test etmeye karar vermiştir:

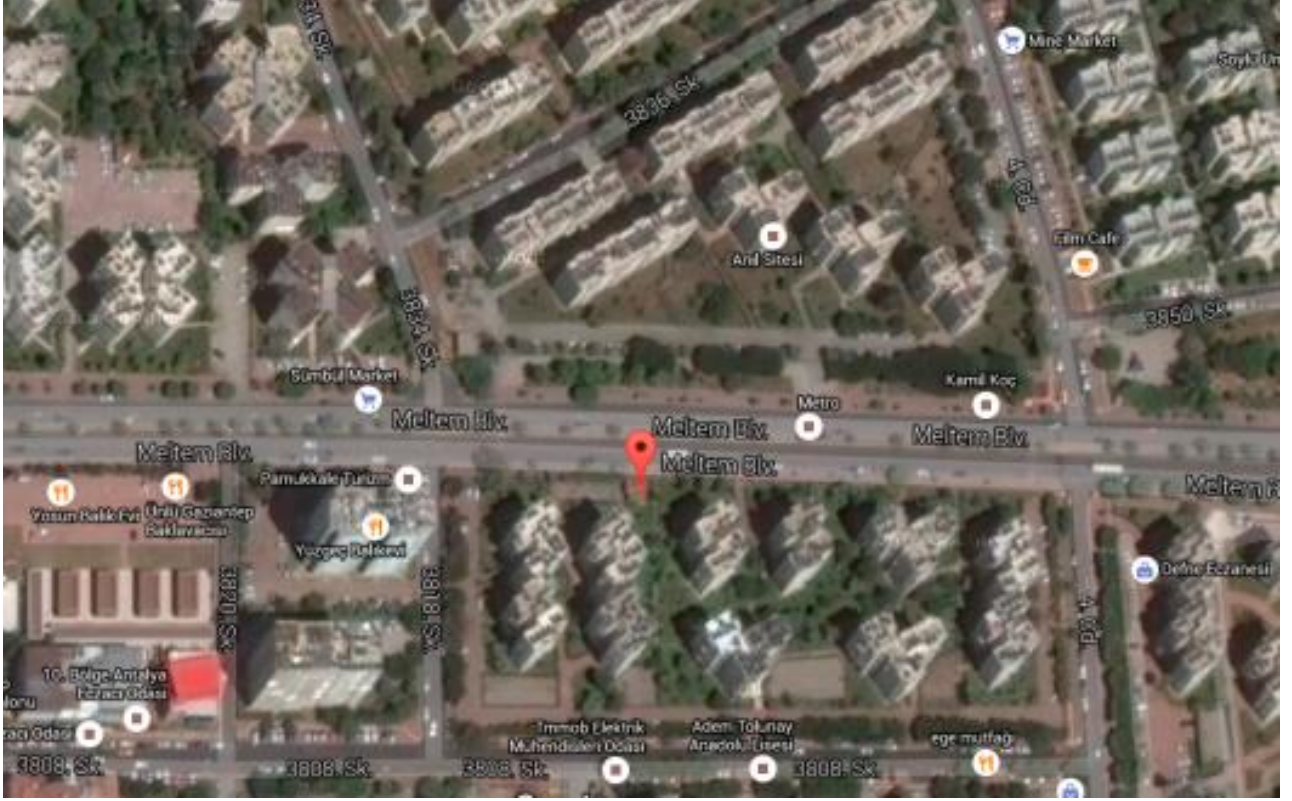
- G3-PLC (PLC; Landis + Gyr ve Sagemcom)
- PRIME (PLC; Sagemcom)
- BPL (Geniş bant PLC; Elster)
- DCSK (PLC; Luna)



Şekil 22: AEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası

9.1.3.3 BPL

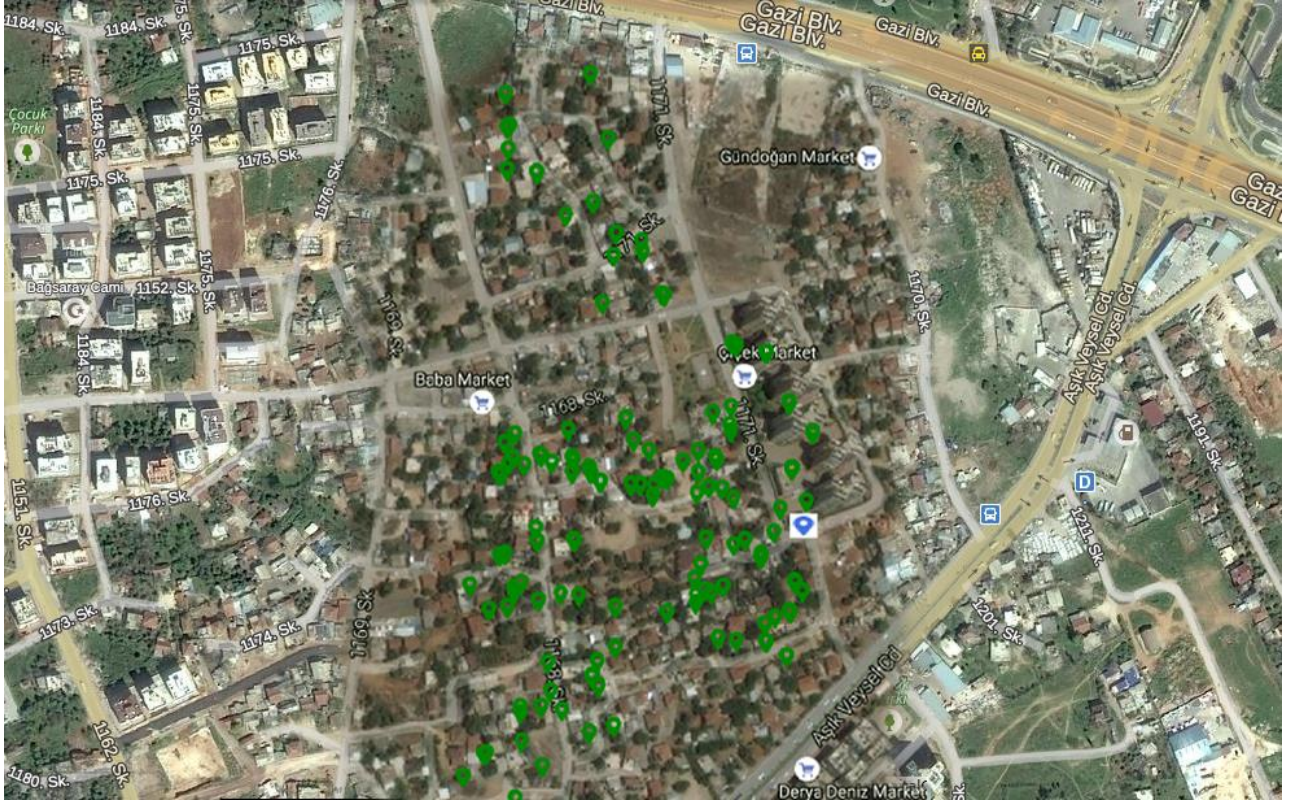
AEDAŞ, BPL testleri için beslediği 193 aktif sayaçtan 184 tanesi mesken olan 192060TM Trafo merkezini seçmiştir. Altyapı yenidir ve iyi durumdadır. 4 aboneye elektrik gitmemektedir.



Şekil 23: AEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritası

9.1.3.4 DCSK

AEDAŞ, seçimi yapılan 192344DTM trafo merkezinde yalnız Luna DCSK cihazlarını denemiştir. Trafo merkezi kent merkezinin biraz dışındadır. 332 aboneden 9 tanesine elektrik gitmemektedir.



Şekil 24: AEDAŞ DCSK testi trafo merkezi haritası

9.1.3.5 RF

AEDAŞ, sadece Kamstrup ve Luna firmalarının RF çözümlerini test etmiştir. Kamstrup RF için seçilen Trafo merkezi 132065DTM iken Luna RF için 541016DTM seçilmiştir.

132065DTM kırsal alanda yer almaktadır ve sahile ve oteller bölgesine yakın bir konumdadır. Trafo merkezi bazı pansiyonları, meskenleri, ufak otelleri ve kamp alanlarını beslemektedir. Aboneler dağınıktır.

541016DTM Trafo merkezi da kırsal alanda yer almaktadır ve çoğunlukla seraları ve kış bahçelerini beslemektedir.



Şekil 25: AEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası (Kamstrup)

9.1.3.7 IDIS 1. Faz

İstasyon (DM06 TR47), sahile çok yakın bir konumdaki Konyaaltı bölgesinde yer almaktadır. Yaklaşık olarak 600 metre uzunluğunda bir iletkene sahiptir ve çoğunlukla otelleri beslemektedir. Aşağıdaki resimde farklı renklerde gösterilen 5 fider bulunmaktadır. Uzun hatlar olması haricinde şebeke kalitesi göreceli olarak iyidir.



Şekil 28: AEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası

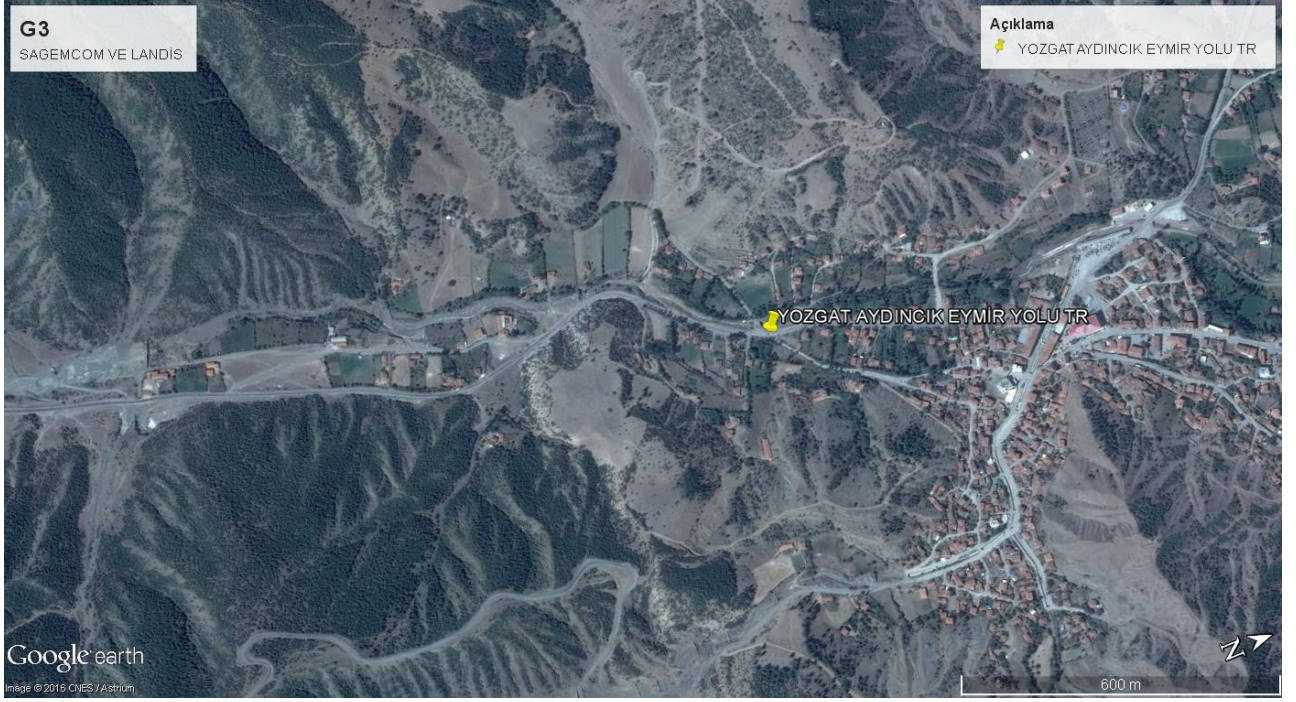
9.1.4 ÇEDAŞ

Pilot projenin ikinci aşamasında ÇEDAŞ aşağıdaki teknolojileri test etmeyi planlamıştır:

- G3-PLC (PLC; Landis + Gyr ve Sagemcom)
- PRIME (PLC; Sagemcom)
- BPL (Geniş bant PLC; Elster)
- RF (RF; Kamstrup, Luna ve Nar/Nik)
- Hibrit (Luna)

9.1.4.1 G3-PLC

ÇEDAŞ, G3-PLC testleri için “Yozgat Aydıncık Emir Yolu” Trafo merkezini seçmiştir. Burası kırsal bir bölgedir. Aydıncık köyünü besleyen 3 adet trafo merkezi bulunmaktadır. Bunlardan bir tanesi G3-PLC’nin test edilmesi için seçilmiş ve köyün güney kısmını beslemektedir. Abone yoğunluğu düşüktür ve hatlar (kablolar) uzundur.



Şekil 29: ÇEDAŞ G3-PLC testi trafo merkezi haritası

9.1.4.2 PRIME

PRIME testleri için ÇEDAŞ Aydıncık'ta bulunan 2. trafo merkezini kullanmaya karar vermiştir (Öğretmenevi). Bu Trafo merkezi, köyün kuzey tarafını beslemektedir. G3-PLC Trafo merkezi ile aynı koşullara sahiptir fakat abone yoğunluğu biraz daha fazladır.



Şekil 30: ÇEDAŞ PRIME testi trafo merkezi haritası

9.1.4.3 BPL

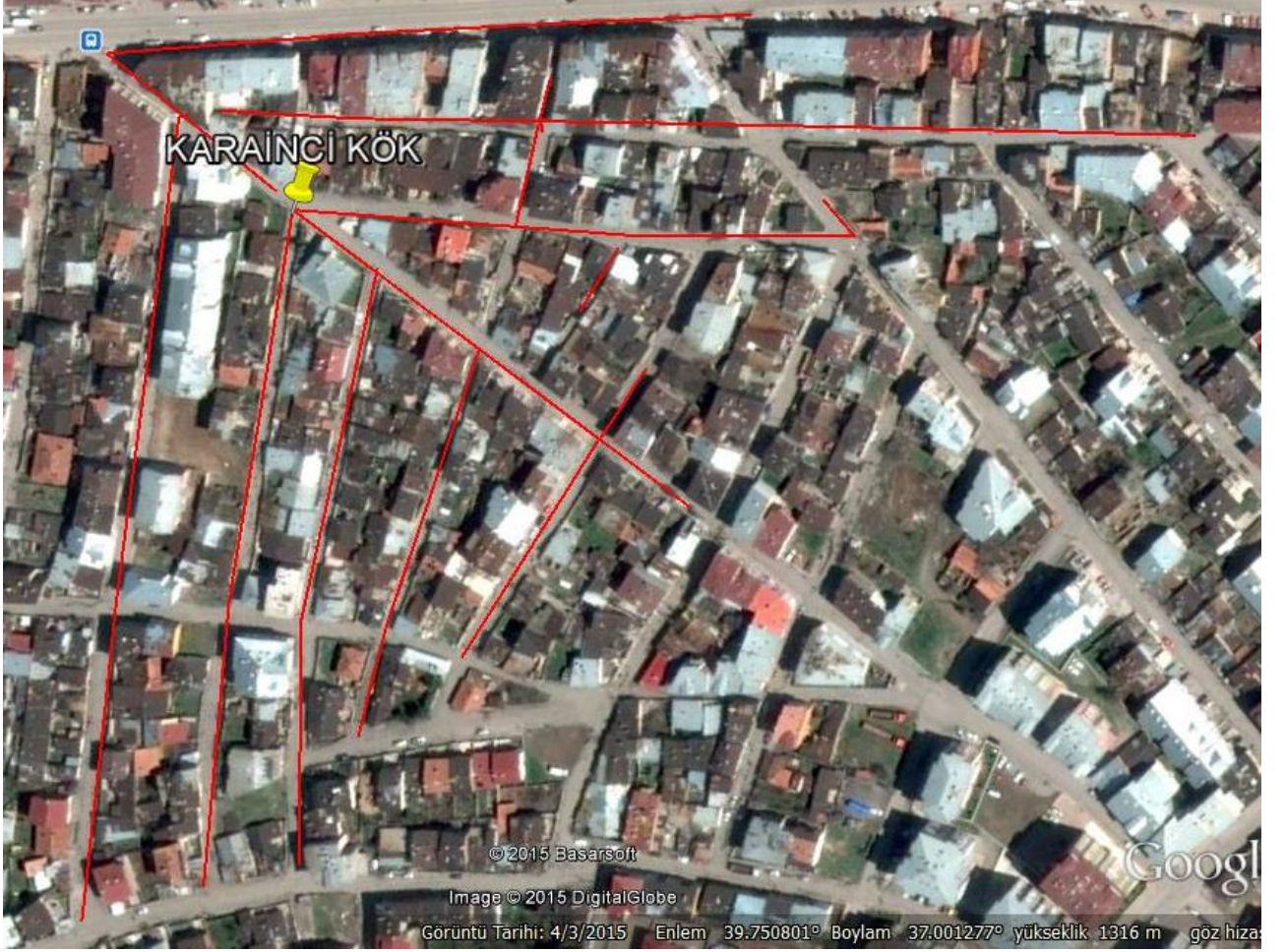
BPL testi için kırsal alanda yer alan bir trafo merkezi seçilmiştir fakat ortam biraz daha farklıdır. Bir transformör iki bina bloğunu beslemektedir ve altyapı çok iyi durumdadır.



Şekil 31: ÇEDAŞ BPL testi trafo merkezi haritas

9.1.4.4 RF

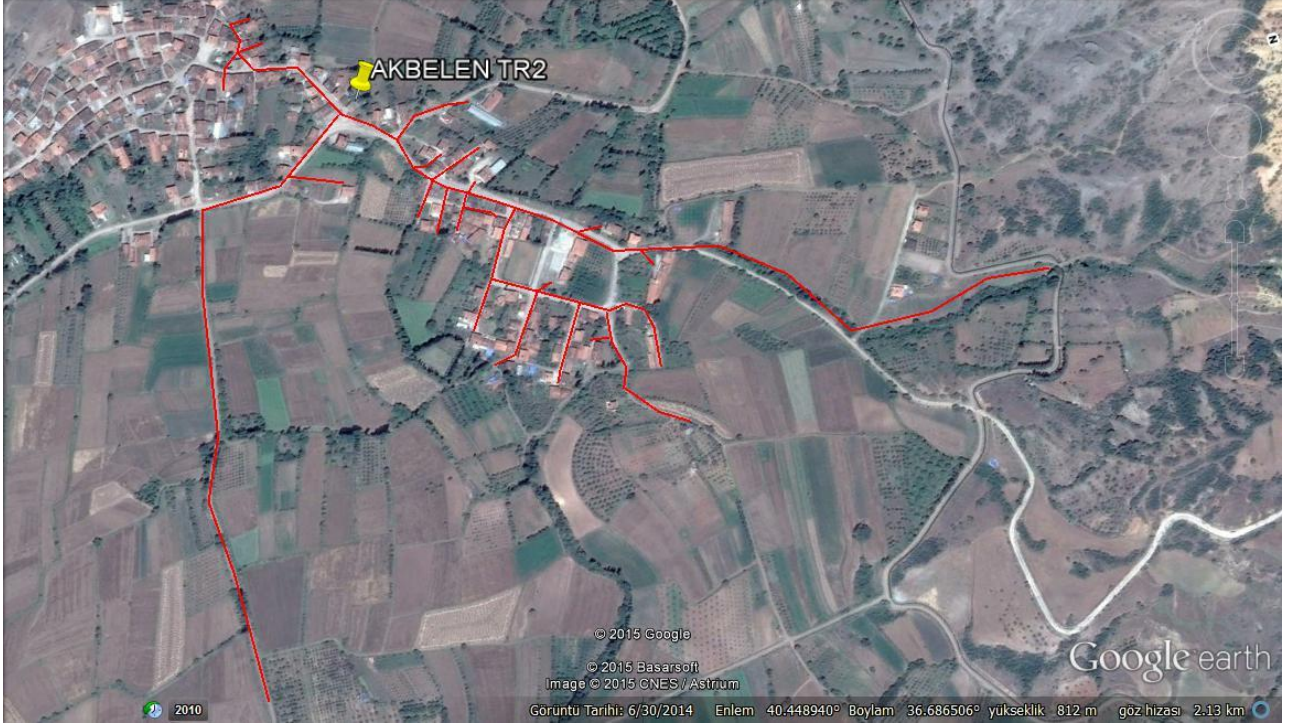
RF kategorisinde ÇEDAŞ, Kamstrup, Luna ve Nar/Nik ekipmanlarını test etmiştir. Bu testler için Karainci Kok trafo merkezi seçilmiştir. Bu trafo merkezi kentsel yerleşim bölgesindedir. 138 Kamstrup, 232 Nar/Nik ve 94 Luna RF sayacının kurulumu gerçekleştirilmiştir.



Şekil 32: ÇEDAŞ RF testi trafo merkezi haritası (Kamstrup - Nar/Nik - Luna)

9.1.4.5 Hibrit

Akbelen TR2 trafo merkezi, kırsal bir yerleşimde, Tokat şehrinin Akbelen köyünde yer almaktadır. Oldukça uzun kablolar kullanılmaktadır. Genel altyapı kalitesi düşüktür.



Şekil 33: ÇEDAŞ Hibrit testi trafo merkezi haritası

9.1.4.6 IDIS – 1. Faz

ÇEDAŞ ilk faz süresince iki kurulum gerçekleştirmiştir. Bunlardan bir tanesi köyde diğeri ise genellikle kerestecilerin bulunduğu organize sanayi bölgesinde gerçekleşmiştir.

Trafo merkezlerinden ilki Güneykoy TR1 olarak belirlenmiştir. Bu trafo merkezi, soğuk hava koşullarındaki kırsal Alana çok iyi bir örnek oluşturan bir köyün ufak bir kısmını beslemektedir. Herhangi bir yeraltı hattı yoktur. Bütün yüksek hatlar ise kullanımdadır. 4 besleyici ve birkaç alt dal bulunmaktadır. Landis + Gyr firmasından 45 monofaze, 3 trifaze, Iskraemeco firmasından 45 monofaze ve 2 trifaze sayaç kurulumu gerçekleştirilmiştir. Kurulumu gerçekleştirilen toplam sayaç sayısı 95'tir.



Şekil 34: ÇEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası (1/2)

Diğeri bir Trafo merkezi ise Keresteciler DM11-TR1 istasyonudur. Bu ufak kurulum, pilot projeden önce gerçekleştirilmiş fakat projedeki toplam sayaç sayısının artması amacıyla buradan elde edilen verilen pilot proje kapsamında da değerlendirilmiştir.

Bu trafo merkezi çoğunlukla kereste, ahşap, odun, tıraz ve barınak üretimi gerçekleştiren hafif ticari tesisleri beslemektedir. Hepsi Landis + Gyr sayaçları kullanılmaktadır. Trafo merkezinden çıkan 2 adet besleyici ve sonrasında bunların dalları bulunmaktadır. Bu trafo

merkezinden beslenen abonelere toplam 24 trifaze ve 4 monofaze sayaç kurulumu gerçekleştirilmiştir.

Bir dal, takriben 1100 metre uzunluğundadır ve iletişim kalitesini etkileyebilecek çok fazla eklem noktası bulunmaktadır. Saha ziyareti esnasında, kritik sayaç kurulumlarının ve sinyal güç arttırmalarının öncesinde ve sonrasında bazı ölçümler gerçekleştirilmiş ve sayaçların aynı zamanda bir repeater görevi gördüğünü doğrulayacak veriler, yani iletim kalitesinde artış gözlenmiştir.



Şekil 35: ÇEDAŞ S-FSK testi trafo merkezi haritası (2/2)

9.2 Kurulum sürecinin tanımı

Beklenmedik teslimat gecikmeleri, saha ekibinin daha kalabalık ve kısıtlı bir zaman aralığına sıkışmasına sebep olmuş ve planlanandan daha az ekip kullanılabilmiştir. Bu durum, teslimat sebebiyle yaşanan gecikmelere ek olarak başka gecikmelere de sebep olmuştur.

Aşağıdaki tablo, farklı üreticiler tarafından sunulan farklı teknolojilerin teslimat tarihlerini, teslimatlar ile ilgili notları ve verilen eğitimlerin periyotlarını ve planlarını göstermektedir:

Tekn.	Tedarikçi	Teslim Tarihi	Not	Eğitim 1	Gün	Eğitim 2	Gün
G3	Landis	31.03.2016	DC cihazları 10.06.2016 tarihine kadar teslim edilemeyecek. Son DC UEDAŞ'a teslim edildi.	07.01.2016	2	24.05.2016	2
	Sagemcom	21.03.2016	DC cihazları eksik, sayaç konfig. sapmalar mevcut, yanlış kesir ayarları. Son DC cihazı 24.05.2016 tarihinde AEDAŞ'a kuruldu.	14.12.2015	2		
PRIME	Sagemcom	29.06.2016	DC cihazları üstündeki GSM modülleri eksik, sayaç konfig. sapmalar mevcut, yanlış kesir ayarları.				
BPL	Elster	03.02.2016	DC cihazları eksik. Son DC cihazı 08.05.2016 tarihinde	18.12.2015	1	18.05.2016	1

BEDAŞ için kuruldu.						
DCSK	Luna	20.02.2016		24.12.2015	2	
	Nar	22.03.2016		21.12.2015	1	03.03.2016 1
RF	Nar	22.03.2016		21.12.2015	1	03.03.2016 1
	Luna	20.02.2016	Anten bağlantılarında hat voltajı mevcut. Sayaçlar dahili antenli sürümleriyle değiştirildi.	24.12.2015	2	
	Kamstrup	31.12.2015		10.12.2015	1	
Hybrid	Luna	20.02.2016	Anten bağlantılarında hat voltajı mevcut. Sayaçlar dahili antenli sürümleriyle değiştirildi.	24.12.2015	2	
S-FSK	Iskraemeco	11.06.2015		24.06.2015	3	11.01.2016 1
	Landis	29.05.2015	Sayaçlar IDIS uyumlu değil			

Tablo 7: Teslimat süreleri ve eğitimler

Sayaçların teslimatından önce tedarikçiler ile bazı görüşmeler ve bilgi amaçlı toplantılar yapıldı. Bu etkinliklerin amacı, kurulumu gerçekleştiren personele sayaçların önemli noktaları ve kurulumu kolaylaştıracak noktalar ile ilgili bilgi vermektir. Eğitimlerde tedarikçilerden teklif ettikleri teknolojiler ile ilgili detaylı bilgiler, teklif edilen ekipmanın şartnamesi ve HES/MDM sistemi kullanım detayları istendi.

Aşağıdaki tablo, ikinci faz için saklanan 6.794 sayacın ve projenin birinci fazında kurulumu gerçekleştirilen 1206 sayacın kırılımlarını içermektedir. Satın alınan toplam sayaç miktarı 8000 adettir. Gerçekleştirilen kurulumların detayları, ilerleyen bölümlerde yer almaktadır.

Tekn.	Vendor	TOTAL			BEDAŞ			UEDAŞ			AEDAŞ			ÇEDAŞ		
		1P	3P	DC	1P	3P	DC	1P	3P	DC	1P	3P	DC	1P	3P	DC
S-FSK	Landis + Gyr	470	148	5	185	33	1	175	25	1	55	63	1	55	27	2
	Iskraemeco	465	123	4	185	33	1	175	25	1	55	63	1	50	2	1
	ARA TOPLAM	935	271		370	66		350	50		110	126		105	29	
		1.206			436			400			236			134		
BPL	Elster	1.029	384	6	570	150	3	282	30	1	177	9	1	0	195	1
G3	Landis + Gyr	261	100	4	120	80	1	56	6	1	47	12	1	38	2	1
	Sagemcom	1.044	402	6	480	320	3	225	24	1	187	50	1	152	8	1
PRIME	Sagemcom	1.334	244	4	700	200	1	281	30	1	188	9	1	165	5	1
HYBRID	Luna	203	5	2							38	0	1	165	5	1
RF	Luna	126	8	2							34	6	1	92	2	1
	NAR(NIK)	292	34	3	69	25	1							223	9	2
	Kamstrup	303	73	3	100	50	1				72	16	1	131	7	1
DCSK	Luna	368	234	3	228	122	2				140	112	1			
	NAR	228	122	2	228	122	2									
ARA TOPLAM		5.188	1.606		2.495	1.069		844	90		883	214		966	233	
		6.794		31	3.564		10	934		4	1.097		8	1.199		9
GENEL TOPLAM		6.123	1.877		2.865	1.135		1.19	140		993	340		1.07	262	
								4						1		
		8.000	31		4.000	10		1.334	4		1.333	8		1.333	9	

Tablo 8: Sayaç adetleri

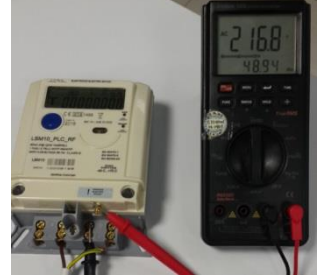
Bazı kısıtlamalar sebebiyle (iptal edilen abonelik sözleşmeleri, tarihi geçmiş GIS verileri vb.) sayaçların hepsinin kurulumu gerçekleştirilememiştir.

BEDAŞ kanadında birinci fazdan 159 sayaç ve ikinci fazdan 18 sayacın kurulumu gerçekleştirilememiştir. UEDAŞ kanadında ise ikinci fazdan 25 sayacın kurulumu yapılamamış fakat daha önce satın alımı gerçekleştirilen 202 sayaç başarıyla kurulmuştur. AEDAŞ ikinci fazda 107 sayacın kurulumunu gerçekleştirilememiş fakat kurulumu gerçekleşen 69 mevcut sayaç, proje kapsamını genişletmesi adına verilere dahil edilmiştir. Son olarak ÇEDAŞ 6 sayaç eksik kurmuştur.

9.2.1 Kurulum sürecinde karşılaşılan sorunlar

9.2.1.1 RF

Sorunların en ciddilerinden birisi Luna RF (RF ve Hibrit) kullanımlı sayaçlarda ortaya çıkmıştır. 220V AC hat voltajı, anten terminalinde de gözlenmiş ve bu durum ciddi bir tehlike unsuru teşkil etmektedir. Bu durum tespit edildikten sonra bu sayaçların kurulumu hemen durdurulmuş ve kurulumu yapılmış olan sayaçların harici antenleri çıkartılarak tedarikçiden istenen antenlerle değiştirilmiştir.



9.2.1.2 G3-PLC

Landis + Gyr tarafından 119 monofaze, 79 trifaze ve Sagemcom tarafından 478 monofaze ve 319 trifaze sayaç tedarik edilmiş ve kurulumları gerçekleştirilmiştir.

Sagemcom, G3-PLC sayaçlarını yanlış kurulum ile teslim etmiştir ve T3 tarifeleri eksiktir. Bu durum, manuel ve uzaktan rekonfigurasyon yoluyla giderilmiştir.

Söz konusu sayaçlardaki güvenlik ayarları uyumsuzluğu (Sagemcom sayaçları HLS-5 güvenlik ayarlarıyla ve Landis + Gyr ise sayaçları talep edildiği üzere LLS güvenlik ayarlarıyla göndermiştir) sebebiyle birlikte çalışabilirlikte olmuştur ve ilgili testler gerçekleştirilememiştir.

Landis + Gyr tarafından gönderilen G3-PLC veri yoğunlaştırıcıların teslimatı esnasında bazı aksaklıklar yaşanmıştır. Ayrıca, kurulum hemen gerçekleştirilememiştir ve bu sebeple elde edilen veri kısıtlıdır.

Başlangıçta Landis + Gyr firmasından 1 ve Sagemcom firmasından bir DC cihazının kurulumu gerçekleştirilmiştir. Aşağıda açıklanacak olan zayıflama ve trafodaki gürültü sebebiyle, Sagemcom tarafından tedarik edilen 2 DC cihazı daha kurulmuştur. Bu durum, 4 farklı PAN (Private Area Network) oluşumuna sebep olmuştur. Konuyla ilgili detaylı bilgiyi “Veri Değerlendirme” başlığında bulabilirsiniz.

9.2.1.3 PRIME

PRIME sayaçların teslimatı esnasında yaşanan bazı aksaklıklardan dolayı (sayaçlar proje bitiş tarihinden sadece birkaç gün önce teslim edilebilmiştir) PRIME sayaçları değerlendirmeye alınmamış ancak fayda/maliyet analizinde göz önünde bulundurulmuştur.

Sayaçların hazırlanması, cihaz tipinin onaylanması ve gümrük prosedürleri beklenenden uzun sürmüştür. Ayrıca, sayacın üstündeki ayarlar, ilan olunan şartnamedekinden farklıdır (Gösterge planı 5+3 veya 6+2 yerine 6+0 olarak gönderilmiştir ve cihazların dili Portekizce'dir.).

9.2.1.4 BPL

DC cihazının kurulumu çok karmaşıktır ve kalifiye ve eğitimli bir mühendis tarafından kurulması gerekmektedir.



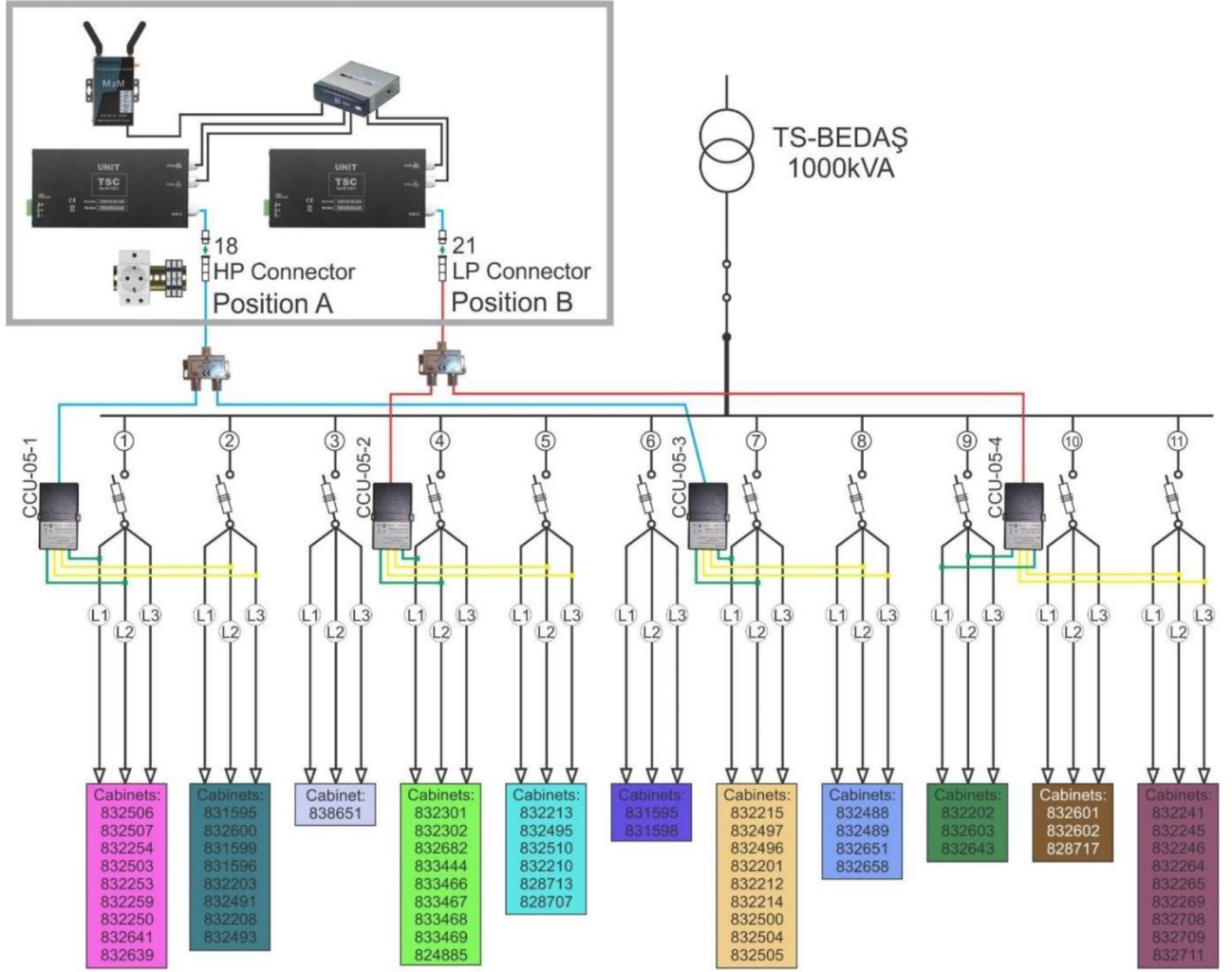
Sol tarafta Veri Toplama Paneli'nin bir resmi görülebilir. Bu panel, aşağıdaki gibi birçok cihazın bir araya gelmiş halidir: her biri azami 350 abone destekleyen iki adet Transformör İstasyon Yoğunlaştırıcısı (TSC), bir adet anahtar göbeği, bir GSM router. Ayrıca PLC sinyal enjeksiyonu da CCU'ya (Capacitive Coupling Units – Kapasitif Kuplaj Ünitesi) ihtiyaç duymaktadır.

Aşağıda, (Node) tarafından gönderilen ve Veri Toplama Ünitesi'nin detaylarını içeren diyagramı görülmektedir. (Ek B-

C)

Şekil 36: Elster BPL Veri Toplama Paneli

TS Cabinet
UMSTSC901007 - UMSTSC901009



Şekil 37: Elster BPL Veri Toplama Paneli Bağlantı Diyagramı

9.2.1.5 DCSK

Sadece BEDAŞ için Luna toplam 330 sayaç kurulumu gerçekleştirmiş fakat sayaçlarda ortaya çıkan bazı hatalar sebebiyle (Luna sayaçlarının hatalı üretim oranının biraz yüksek olduğunu söyleyebiliriz) 9 tanesi çıkartılmıştır. Bu hatalar arasında göstergede görülemeyen semboller ya da hiç çalışma belirtisinin olmaması sayılabilir.

10 VERİ DEĞERLENDİRME

Aşağıdaki bölümde sayaçlardan toplanan verilerden oluşan sonuçlar sunulmuştur. Sonuçlar teknolojilere göre biçimlendirilmiştir:

- Montaj yapılan sayaç sayısı
- Yazılıma Entegre edilen sayaç sayısı
- Yük profilinin % cinsinden alınan kısmı
- Aylık faturalandırmanın % cinsinden alınan kısmı
- Kayıtlı olan veri kalitesi

Bu veri değerlendirmesi için yapılan girdilerde farklı MDM/HES sistemleri tarafından oluşturulmuş raporlar kullanılmıştır. Bu raporlar tedarikçiler aracılığıyla oluşturularak dağıtım şirketlerine ulaştırılmıştır. Raporlar .xls formatında talep edilmiştir; ancak raporlar .pd, .txt, .csv gibi formatlarda da bulunmaktadır.

Aşağıdaki KPI'lar da değerlendirilmek üzere seçilmiştir ancak tedarikçilerden alınan verilerin yetersizliği ve bu konudaki zaman kısıtı sebebiyle bu değerlendirme gerçekleştirilememiştir.

- Entegre edilen/yerleştirilen veri yoğunlaştırıcıların sayısı
- Yeni kullanıcıların bağlanması için gereken süre
- Yazılım güncellemesi
- Kaçak elektrik kullanım olaylarının sayısı
- DC ve sayaç arasındaki iletişim kopukluklarının sayısı
- DC ve HES arasındaki iletişim kopukluklarının sayısı

Bazı durumlarda yük profilinin hesaplanması için beklenen LP değerlerini de aşağıdaki formülle hesaplamaktayız; $24 \times (60/15) = 96$ (sayaç başına günlük değer sayısı) ve $96 \times$ toplam sayaç sayısı.

10.1 OFDM PLC

Pilot proje kapsamının iki adet OFDM modülasyonlu PLC teknolojisinin kullanımı planlanmaktaydı. Bunlardan bir tanesi G3-PLC diğeri ise PRIME idi. Yukarıda bahsi geçen

bir takım teslimat sorunları sebebiyle PRIME'nin test edilmesi mümkün olmadı. Bu sebeple Landis + Gyr ve Sagemcom'dan alınan G3-PLC'ler test edilebildi. Ancak PRIME sayaçların montajı tamamlandı ve belirli bir süre izlendikten sonra, bu projenin haricinde ayrı olarak dağıtım şirketleri tarafından raporlanabilir. Böylece bu teknoloji hakkında da deneyim kazanılmış olur.

10.1.1 BEDAŞ

Bu trafo merkezi için trafo yoğunluğu yaklaşık %100 oranında ve bölge ziyaretlerinde %110'luk yoğunluğun görüldüğü dahi oluyor. Bu, aşağıdaki sebeplerden dolayı PLC iletişimini olumsuz yönde etkileyen bir durum:

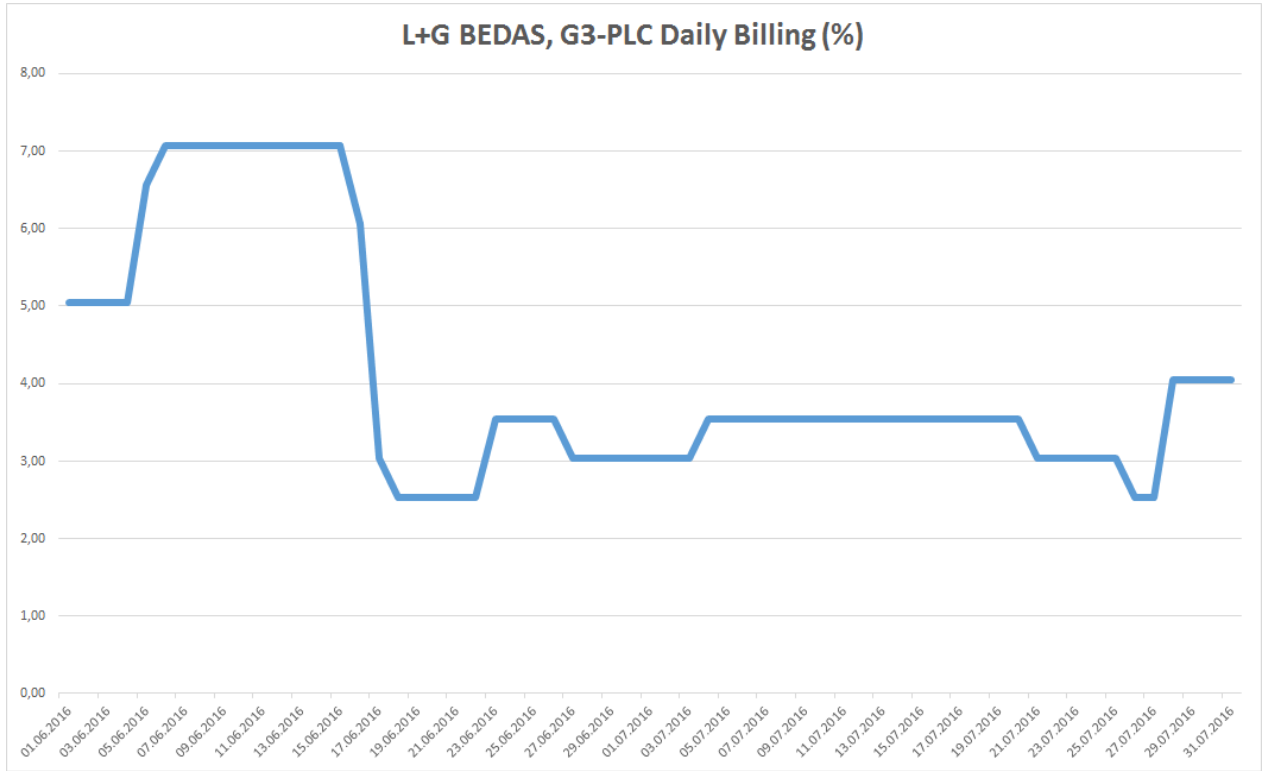
- Aşırı yüklenen trafolar yüksek frekanslar için düşük bir empedans değeri göstermekte ve bu durum da PLC sinyallerinin zayıflamasına yol açmakta.
- Ayrıca aşırı yüklenen trafolar kısmen CENELEC bandında oluşan bir gürültü üretmektedir ve bu durum da SNR(Sinyal/Gürültü Oranı) değerini etkilemektedir. Gürültü kaynağından, gürültünün ulaşmadığı noktalarda bulunan alıcılara doğru giden veri transferleri başarılı bir şekilde gerçekleşebilir çünkü enjekte edilen sinyal SNR değerinin iyi bir seviyede tutulması için yeterli yükseklikte. Ancak tam tersi istikamet söz konusu olduğunda PLC sinyali hedefine ulaşana kadar zayıflayacaktır ve hedefi de gürültülü bir alan olacaktır. Böyle bir durumda SNR değeri alıcı tarafında yeteri kadar yüksek olmayacaktır.

Bu negatif etkileri elimine etmek adına Sagemcom bir takım saha ziyaretlerinde bulundu ve ekte de görülebilecek olan detaylı bir rapor oluşturdu.

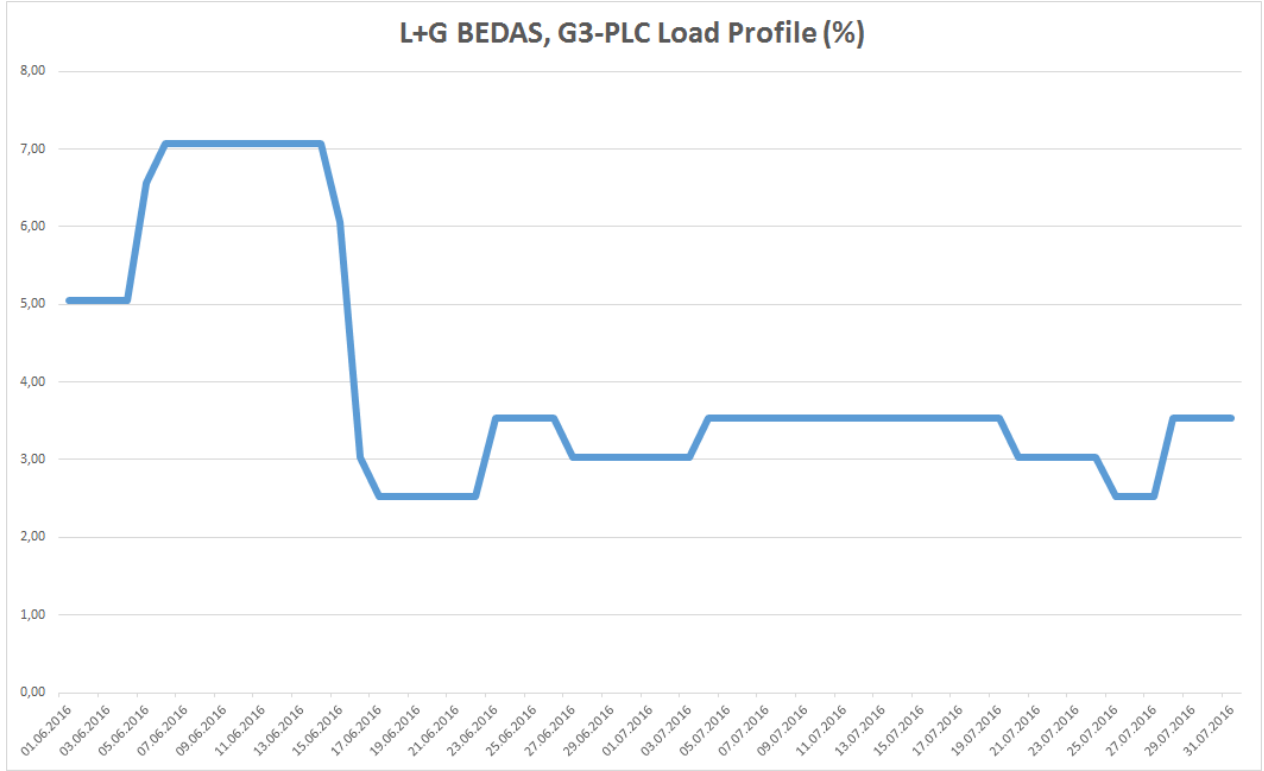
Başlangıçta da bahsedildiği üzere hem Landis + Gyr'den hem de Sagemcom'dan birer DC mevcuttu. Ancak daha sonra Sagemcom tarafından 2 adet daha DC yerleştirildi. Aşağıdaki tablolar bu bağlamda değerlendirilmelidir.

Landis + Gyr:

Sayaç miktarları fiyat oranlarına göre belirlenmiştir. Çünkü Landis + Gyr'den yalnızca 200 sayaç satın alınmış ve bu sayaçların 198 tanesi yerleştirilmiştir.



Şekil 38: G3 Landis & Gyr BEDAŞ Günlük Faturalandırma

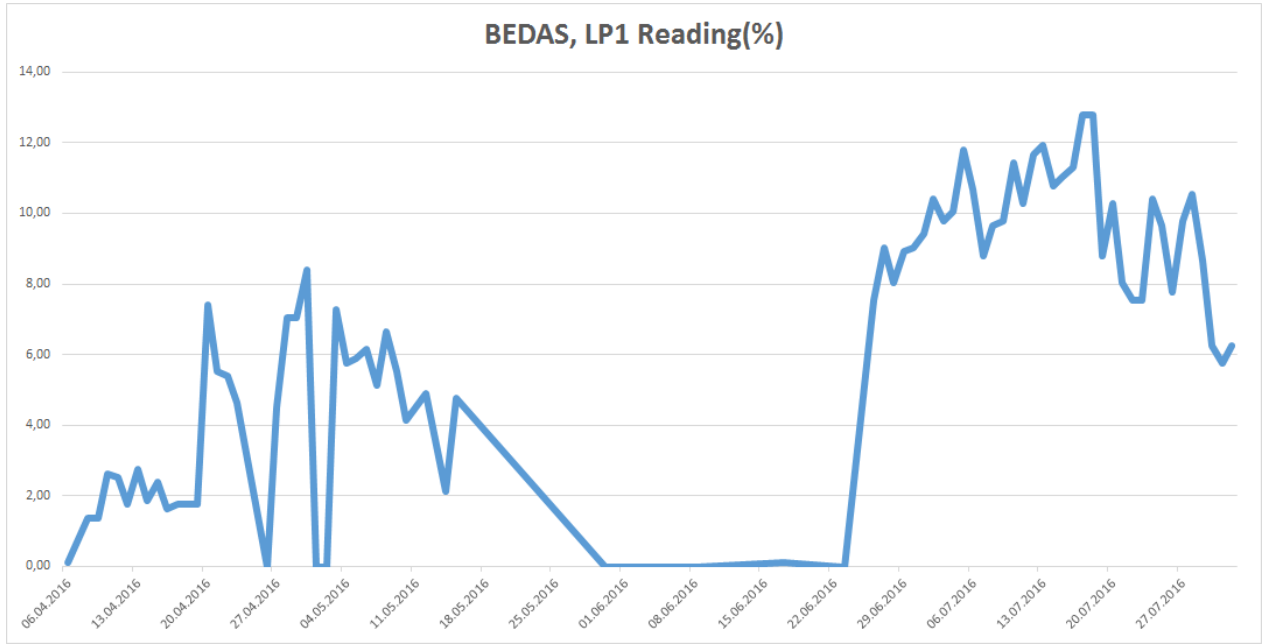


Şekil 39: G3 Landis & Gyr BEDAŞ Yük Profili

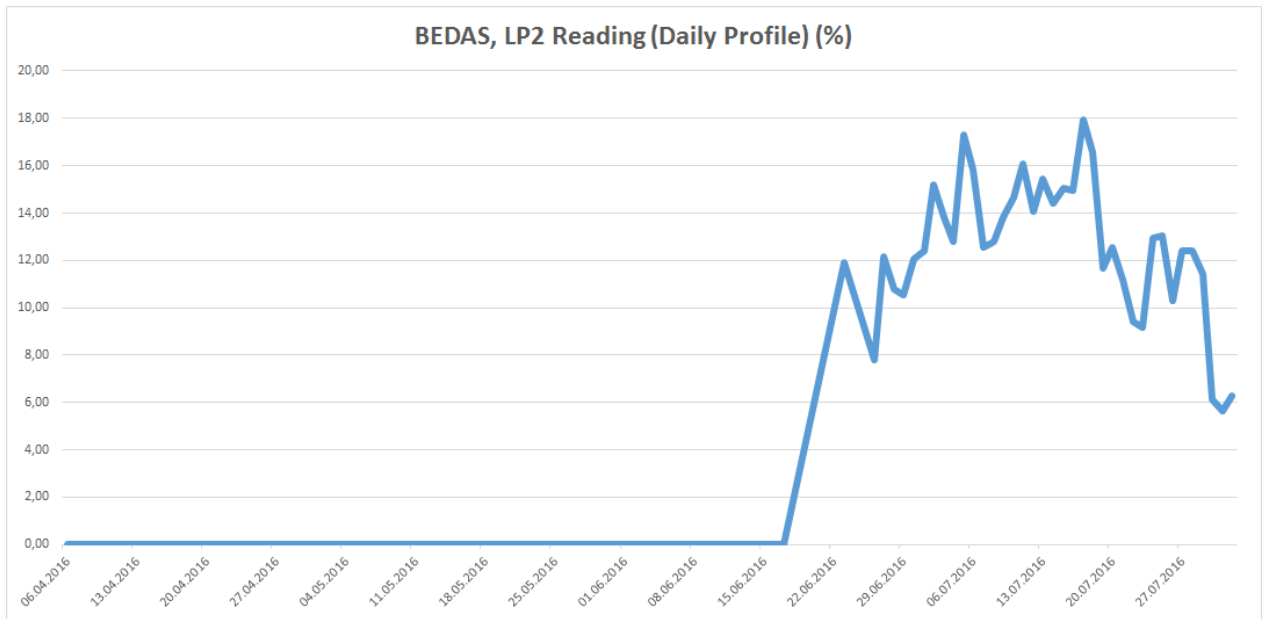
Sistem performansının geliştirilebilmesi için Sagemcom 2 adet daha DC'yi yerleştirdi (toplamda 3) ancak bu durum ağda çok ciddi bir trafiğin yaşanmasına yol açtı ve Landis + Gyr'nin very toplama performansında düşüşe sebep oldu. 28/07/2016 tarihinde düzgün çalışmadığı gerekçesiyle Sagemcom'a ait olan DC'lerden birisi söküldü. Gözlemlenen başka bir durum ise Landis ve Sagemcom sayaçların repeater/switch gibi görev görme özelliğinden yoksun olmasıdır, bu sebeple de iki cihaz PLC seviyesine birlikte çalışabilirliğe sahip değildir. Landis & Gyr ayrıca "Değerlendirme Notları" başlıklı bir evrak sağladı, bu evrak da Ek 1'de bulunabilir.

Sagemcom:

Toplamda 800 sayaç satın alındı ve BEDAŞ bunların 797 tanesini yerleştirdi.



Şekil 40: G3 Sagemcom BEDAŞ Yük Profili 1



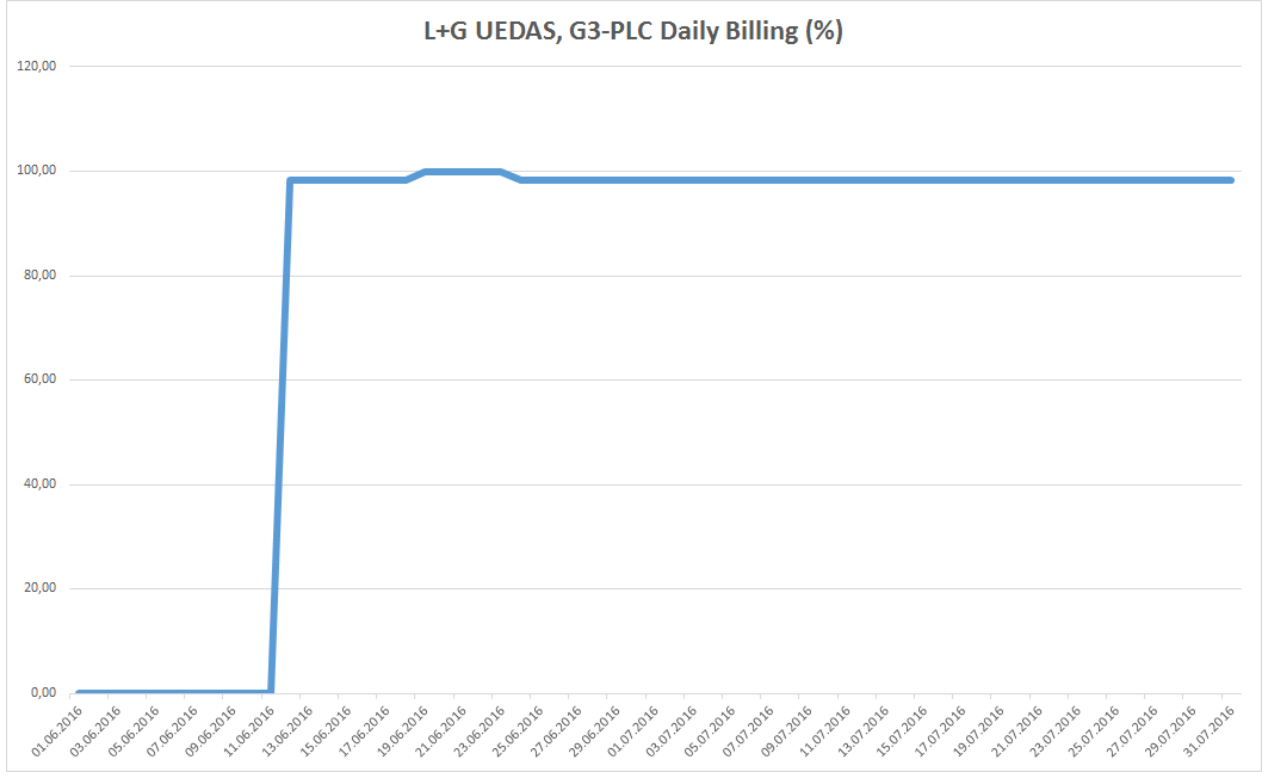
Şekil 41: G3 Sagemcom BEDAŞ Yük Profili 2

Sagemcom DC'si kontrolün Landis + Gyr'ye devredilmesi için 31/05/2016 tarihinde kapatıldı. Aynı DC 17/07/2016 tarihinde yeni bir konfigürasyon ile yeniden aktif edildi.

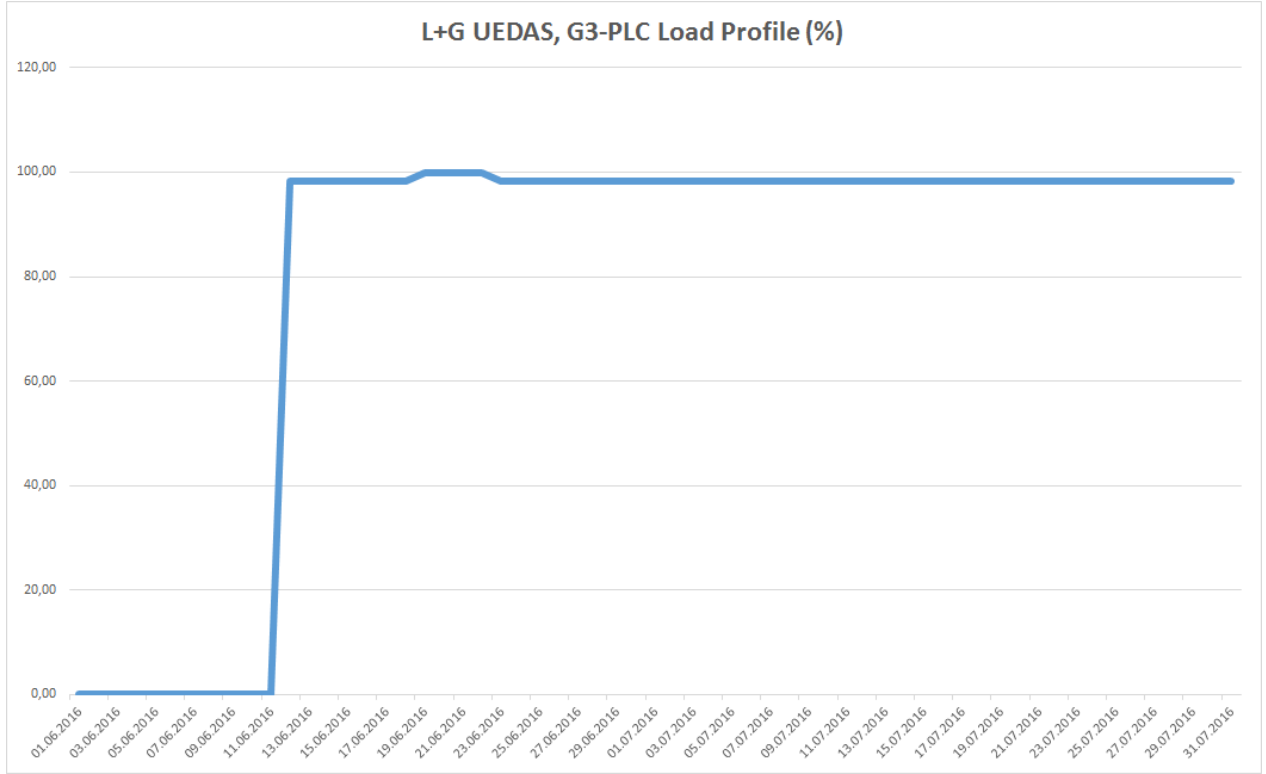
Sagemcom 3 farklı DNO(BEDAŞ, UEDAŞ, AEDAŞ) saha ziyaretinde bulundu ve Ek D'de görülebilecek olan raporu oluşturdu.

10.1.2 UEDAŞ

Landis + Gyr:



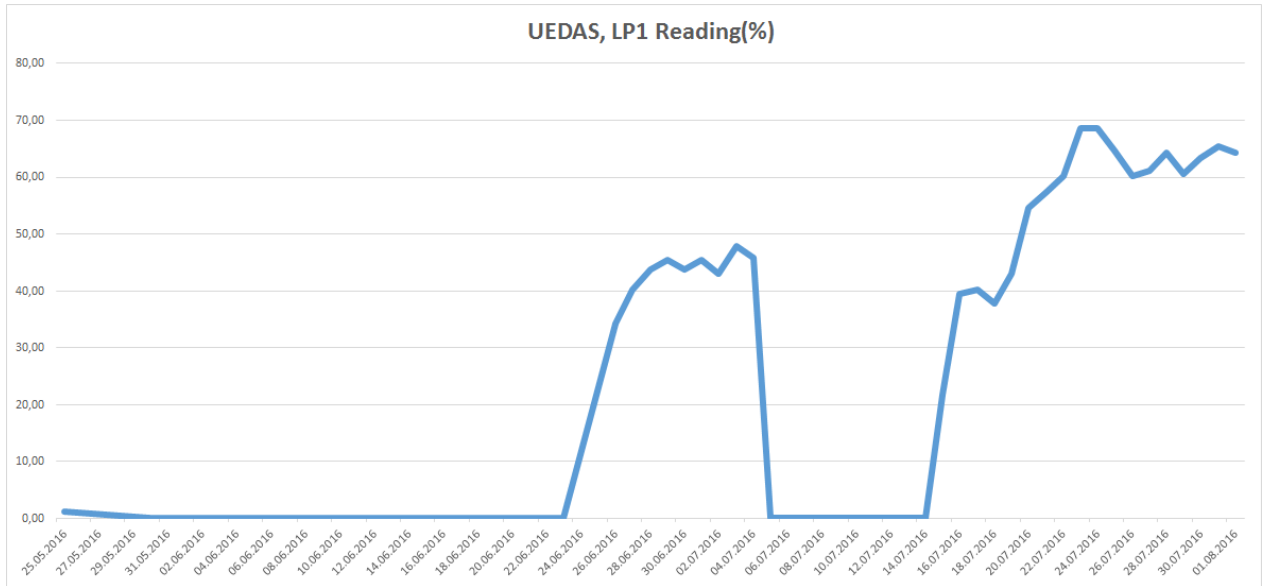
Şekil 42: G3 Landis & Gyr UEDAŞ Günlük Faturalandırma



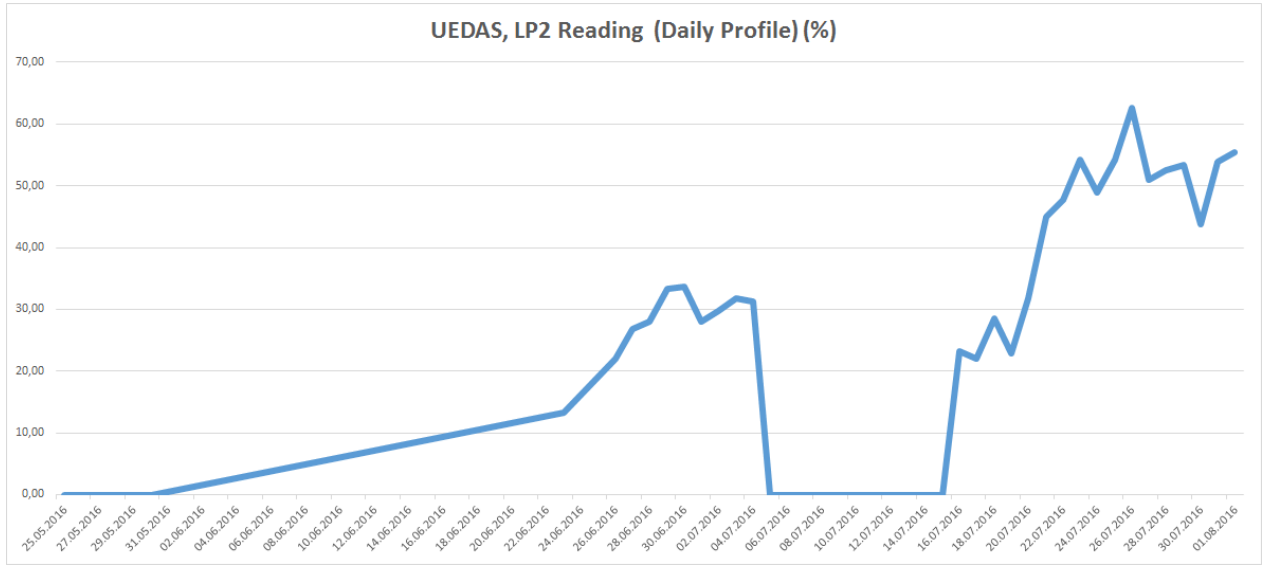
Şekil 43: G3 Landis & Gyr UEDAŞ Yük Profili 1

Bir sayacın ağ ile olan bağlantısı kesildi.

Sagemcom:



Şekil 44: G3 Sagemcom UEDAŞ Yük Profili

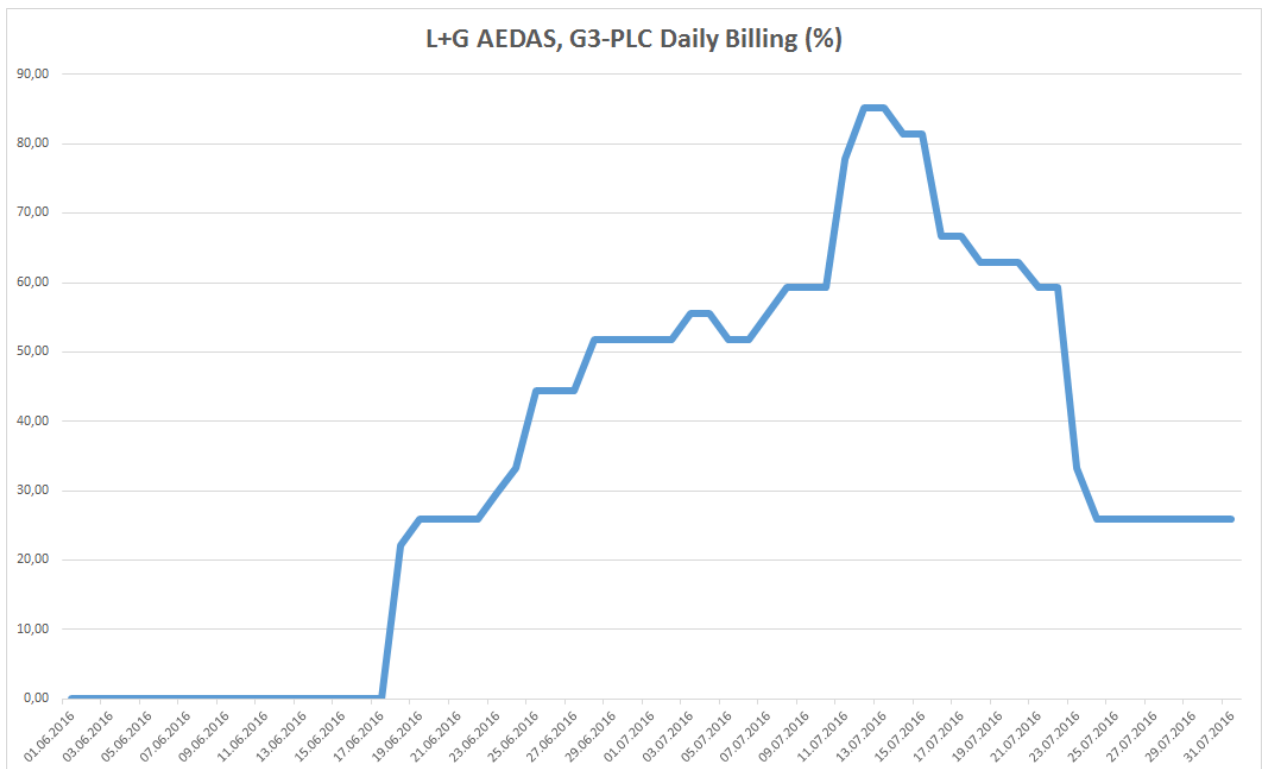


Şekil 45: G3 Sagemcom UEDAŞ Yük Profili2

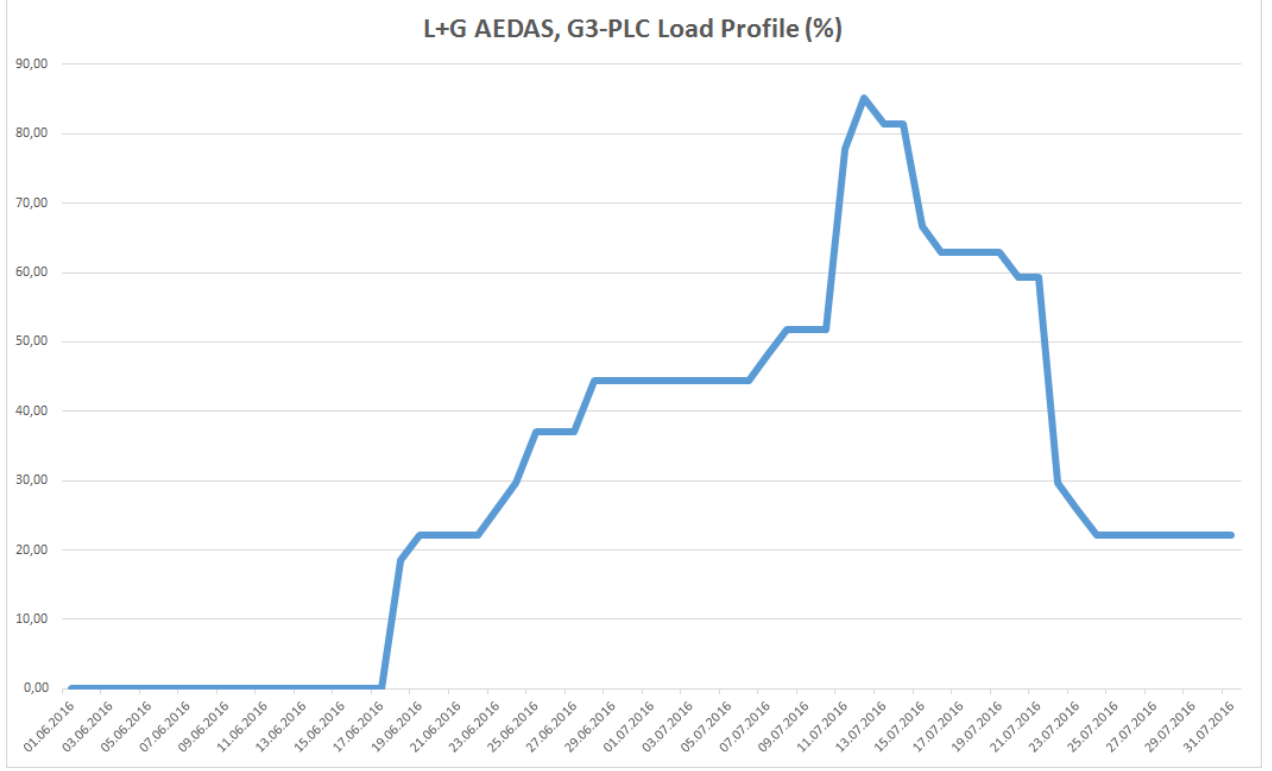
Sagemcom Box(kutu)-4'e bir repeater yerleştirdi ve bu hamle günlük profile ulaşılma başarım oranını arttırdı. Her ne kadar ek bir repeater'a ihtiyaç duyulsa da ek repeater alınamadı. 05/07/2016 ile 15/07/2016 tarihleri arasında DC aktif bir konumda değildi ve tamamen boş veriler almış gibi görünüyordu.

10.1.3 AEDAŞ

Landis + Gyr:



Şekil 46: G3 Landis & Gyr AEDAŞ Günlük Faturalandırma

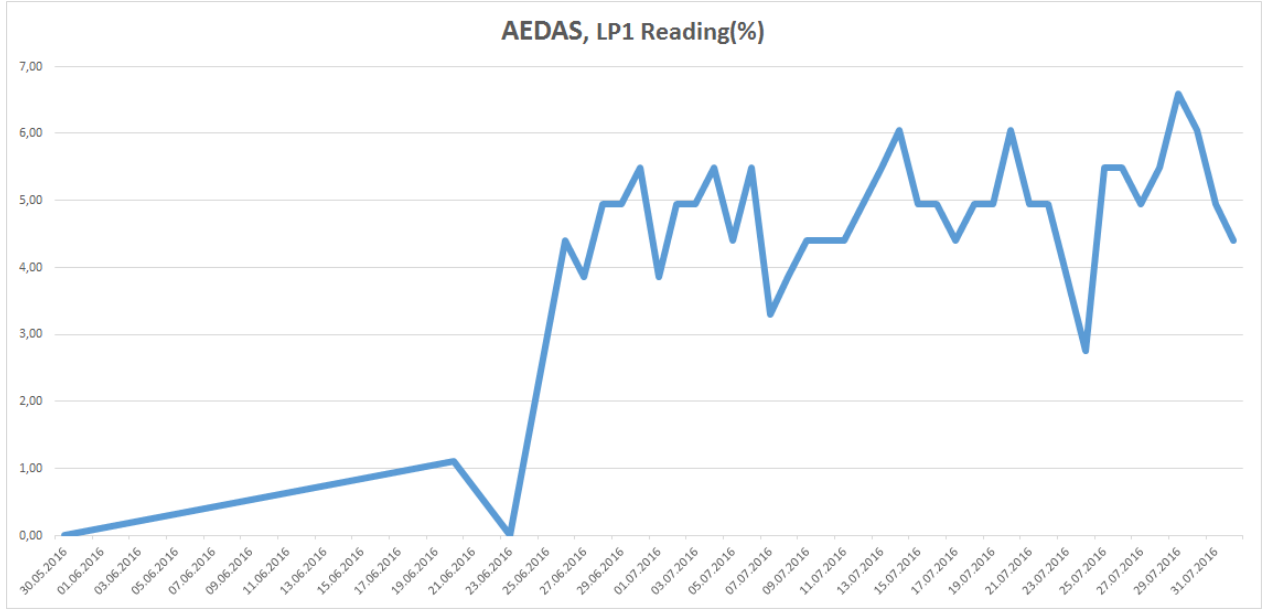


Şekil 47: G3 Landis & Gyr AEDAŞ Yük Profili 1

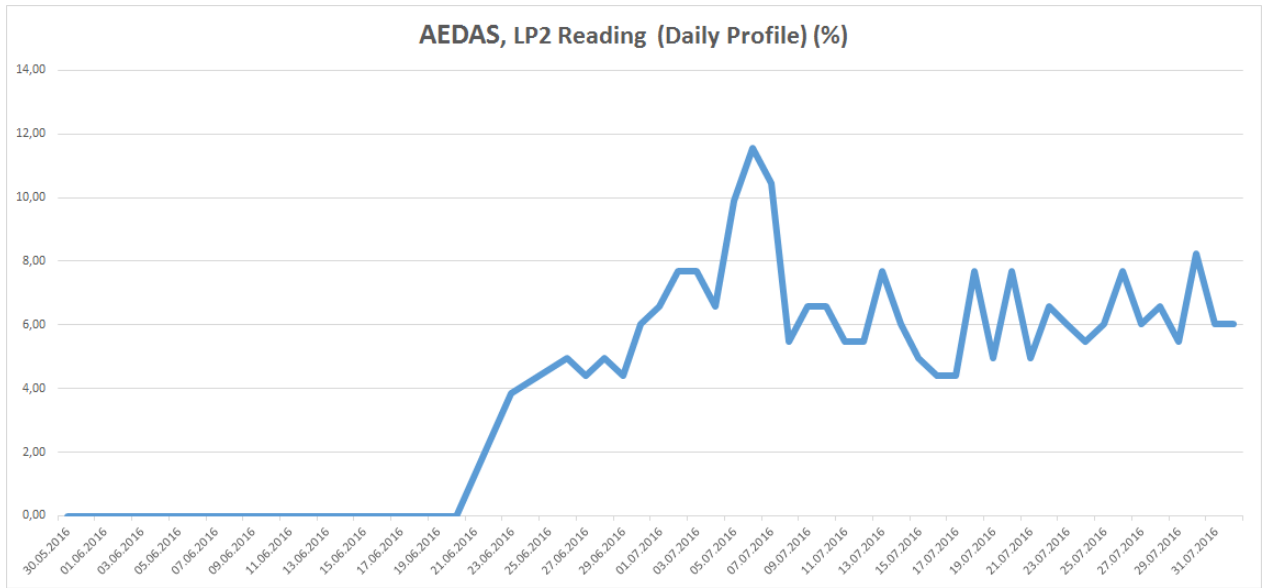
Trafo tarafından oluşturulan gürültü yüzünden, okuma başarısı düşük ve istikrarsızdı. Sayaçları G3 seviyesinde birlikte çalışabilir bir hale getirmek (bütün sayaçları repeater olarak kullanarak) ve DC'yi başka bir lokasyona aktarmak bu oranların yükselmesini sağlayacaktır.

Sagemcom:

Sagemcom sayaçlar yanlışlıkla 3 farklı ikincil merkezin bölgelerine yerleştirildi. 182 sayacın sadece 136 tanesi doğru ikincil merkeze yerleştirilmişti ve onlara dair oranlar bu şekilde hesaplandı.



Şekil 48: G3 Sagemcom AEDAŞ Yük Profili 1

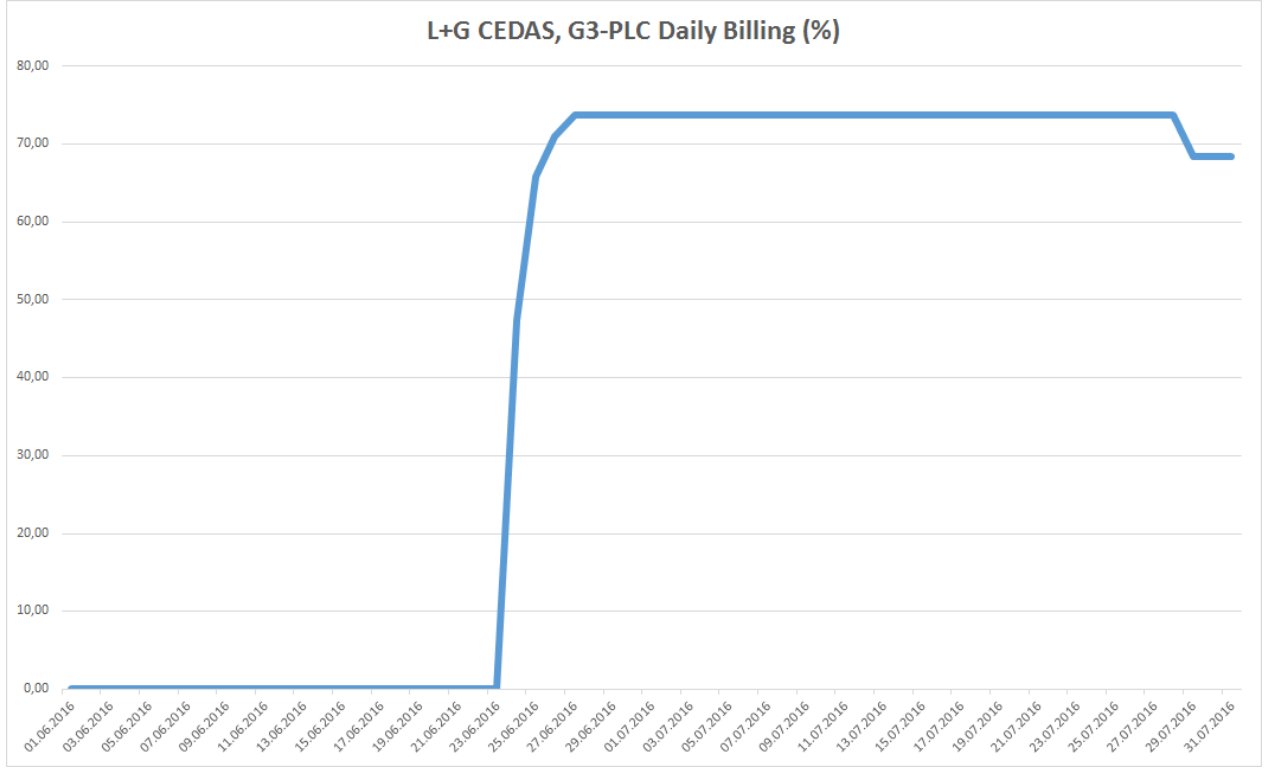


Şekil 49: G3 Sagemcom AEDAŞ Yük Profili 2

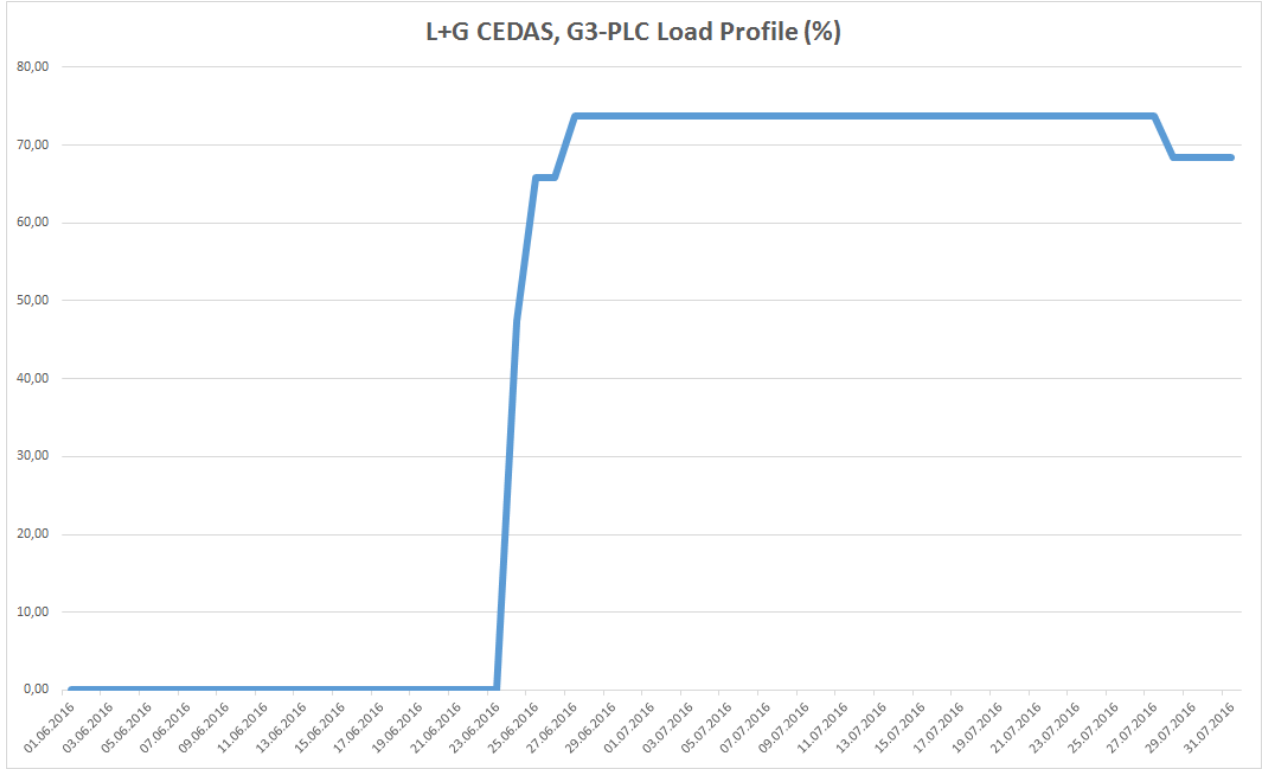
Zaman kısıtının bulunması sebebiyle Sagemcom tarafından detaylı bir analiz yapılamadı. Bunun yerine Sagemcom DC'nin lokasyonunu değiştirdi ve very toplanmasında gelişme gözlemlendi. Bu gelişme genel başarı oranını da arttırdı. DC'nin lokasyonunun değiştirilmesinin ardındaki fikir DC'yi trafonun çıkarttığı gürültüden kurtarmaktı.

10.1.4 ÇEDAŞ

Landis + Gyr:



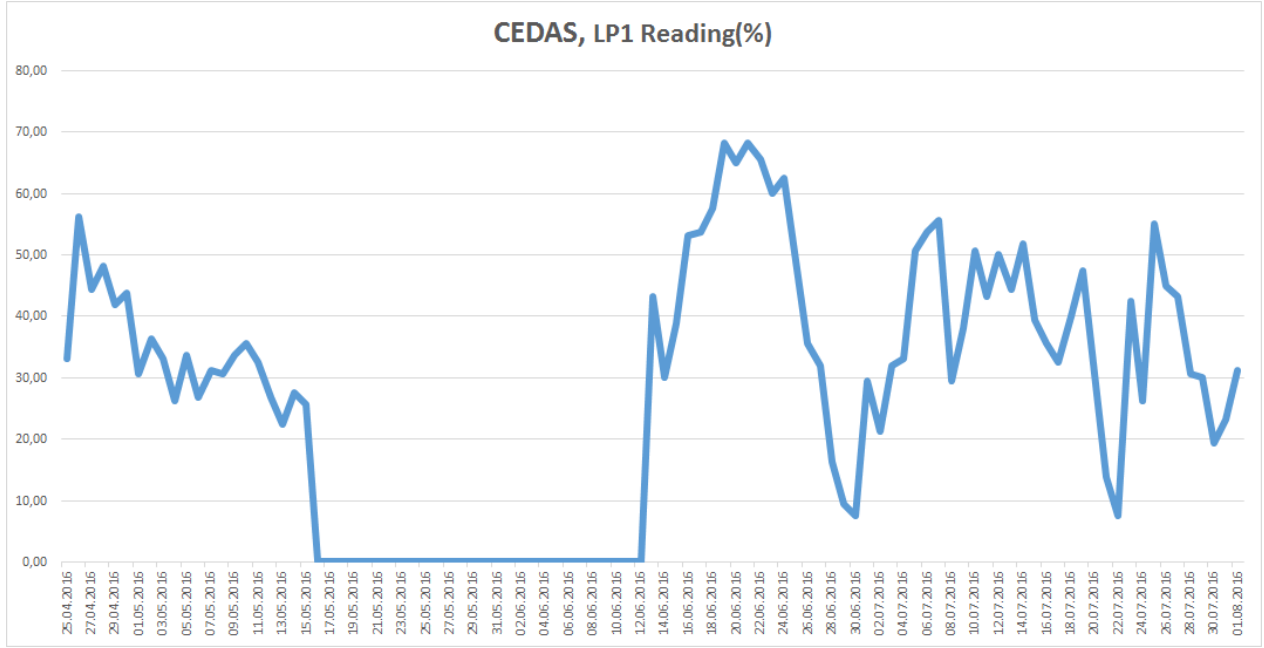
Şekil 50: G3 Landis & Gyr ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



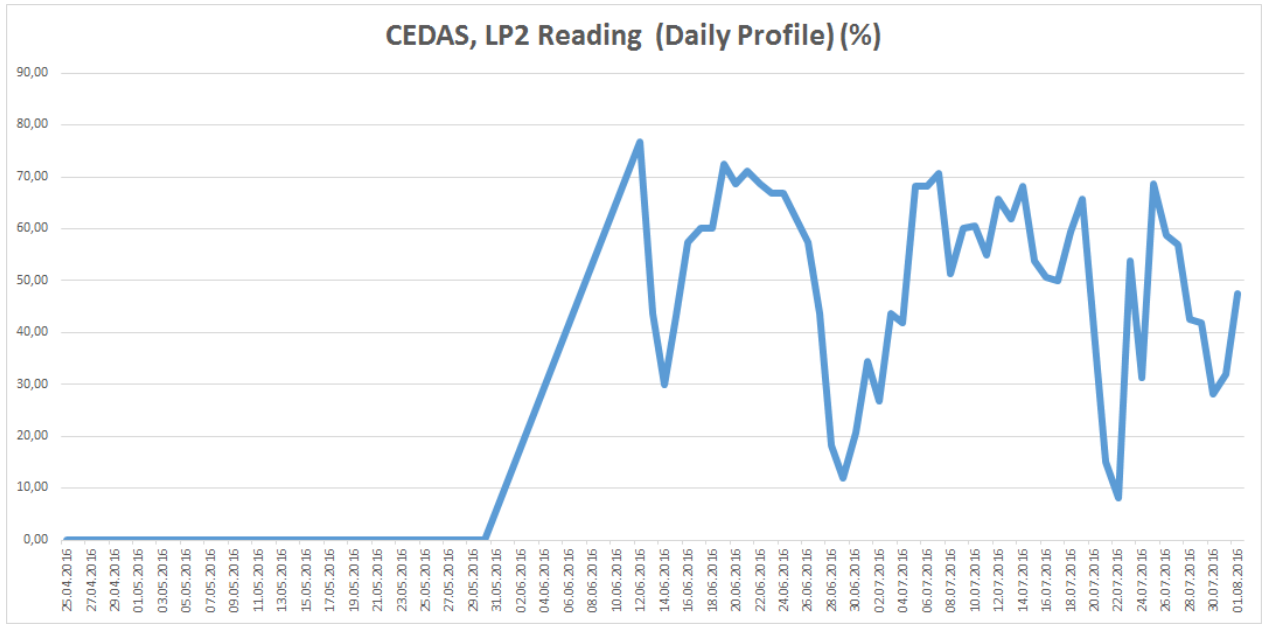
Şekil 51: G3 Landis & Gyr ÇEDAŞ Yük Profili 1

10 adet sayaç fabrikadan yanlış ayarlanmış olarak, düşük güvenlik seviyesi(LLS) yerine yüksek güvenlik seviyesiyle(HLS), gönderilmiştir. Bu yaklaşımla genel başarımla çoğunlukla %100 ile hesaplanabilmektedir.

Sagemcom:



Şekil 52: G3 Sagemcom ÇEDAŞ Yük Profili 1



Şekil 53: G3 Sagemcom ÇEDAŞ Yük Profili 2

Sagemcom ÇEDAŞ için bir saha ziyaretinde bulunmamıştır. Test yapılan bölgelerin kırsal, altyapının açık havada ve hat uzunluğunun fazla olduğu göz önünde bulundurulduğunda istikrarsız görüntüdeki grafiğin sebebi anlaşılabilir.

10.2 BPL

BPL raporlamaları için Elster başarılı okumaların verilerini içeren bir liste sağladı. Bu raporları bazı özel olarak hazırlanmış araçlarla değerlendirdik. Yük profilinin başarılı olarak hesaplanabilmesi için beklenen LP değerini($24 \times (60/15) = 96$ sayaç başı günlük değer ve $96 \times$ toplam sayaç sayısı) hesapladık ve gerçekte elde edilen LP değerlerini bu değere böldük. Ayrıca LP değerleri HES tarafından saatte 4 kez olmak üzere sorgulandı. Bu durum sebebiyle %100'ün üzerinde olan değer sayısı oldukça az ve LP değerleri bazen günlük faturalandırma tutarından fazla.

Elster ayrıca Ek H'de bulunabilecek bir raporla birlikte Ek G'de bulunabilecek bir SNR raporunu da sundu.

10.2.1 BEDAŞ

BEDAŞ BPL test lokasyonundan istikrarlı bir very toplama yapılamadığı için, Elster(Node) analiz için herhangi bir veri sağlayamadı. Elster tarafından sunulan iş geliştirme raporunda 716 sayaçtan yalnızca 31 tanesinin HES'e kaydedildiği görülebilir.

10.2.2 UEDAŞ

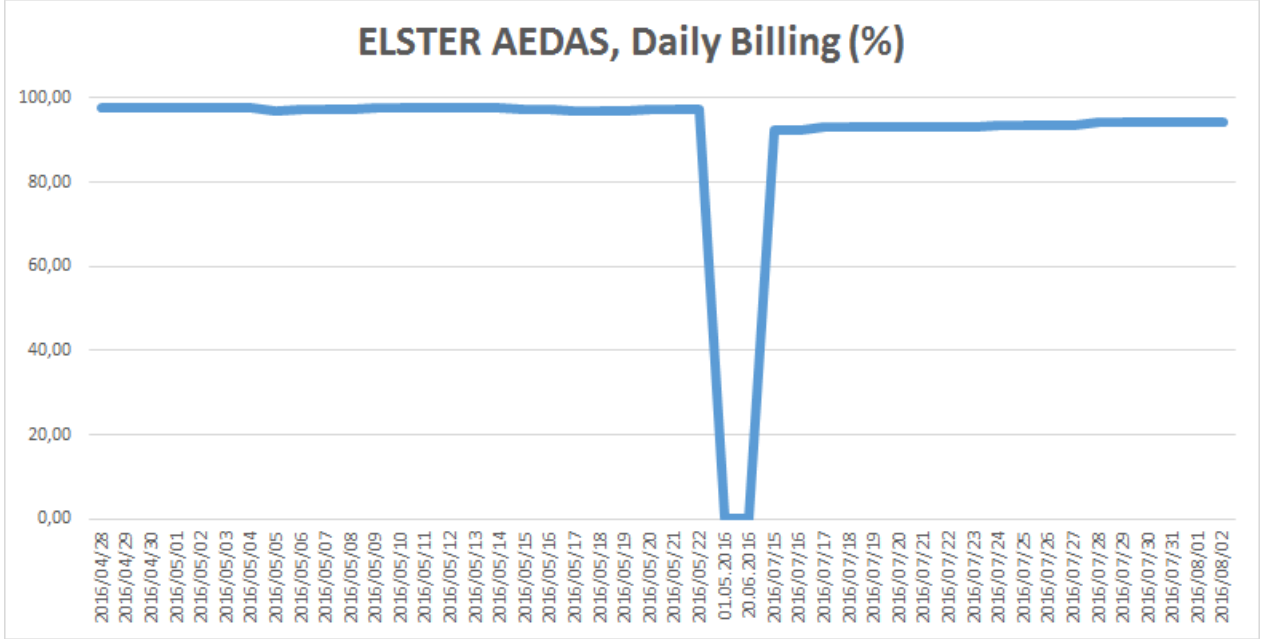
UEDAŞ BPL test lokasyonundan istikrarlı bir very toplama yapılamadığı için, Elster(Node) analiz için herhangi bir veri sağlayamadı. Elster tarafından sunulan iş geliştirme raporunda 302 sayaçtan yalnızca 31 tanesinin HES'e kaydedildiği görülebilir.

10.2.3 AEDAŞ

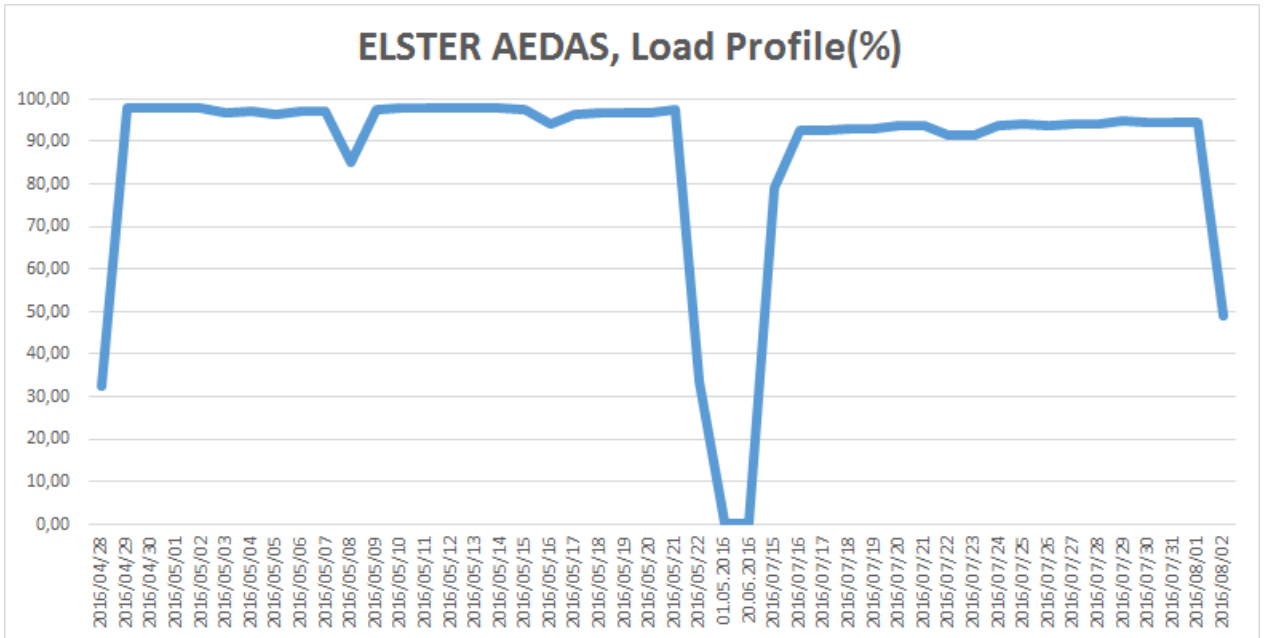
AEDAŞ 186 adet BPL sayacını yerleştirdi ancak faturalandırma sorunları sebebiyle(ödenmeyen faturalar) bu sayaçların 4 tanesi faaliyete geçemedi. Alana inildiğinde, sıklıkla, müşteri başına yalnızca bir adet devre kesici bulunduğu görüldü ve bu devre kesiciler sayaçlardan önce bağlanmıştı. Herhangi bir sebepten dolayı elektrik kesildiğinde(bizim durumumuzda ödeme yapılmaması sebebiyle), devre kesici devreyi kesmekte ve sayacın bağlantısı kopmaktadır. Bu eylem daha önce AEDAŞ çalışanları tarafından manuel olarak yapılıyordu.

22 Mayıs'tan 2 Ağustos'a kadar geçen sürede GPRS bağlantısı sağlanamamış ve merkezi yazılım yoluyla herhangi bir veri toplanamamıştır. 2 Ağustosta Trafo İstasyonu Veri

Yoğunlaştırıcısında(TSC) saklanan veriler local olarak indirilmiş ve SIM kart (Abone Kimlik Modül kartı) sebebiyle oluşan bağlantı sorunu çözülmüştür.



Şekil 54: BPL Elster AEDAŞ Günlük Faturalandırma

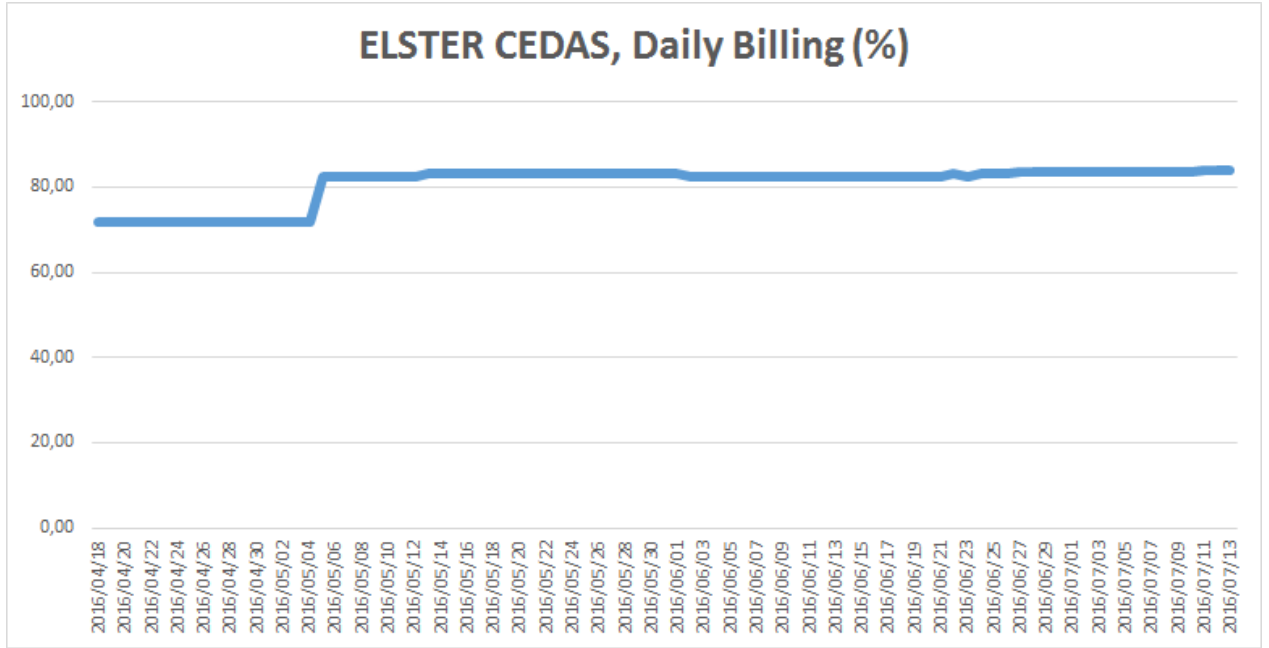


Şekil 55: BPL Elster AEDAŞ Yük Profili 1

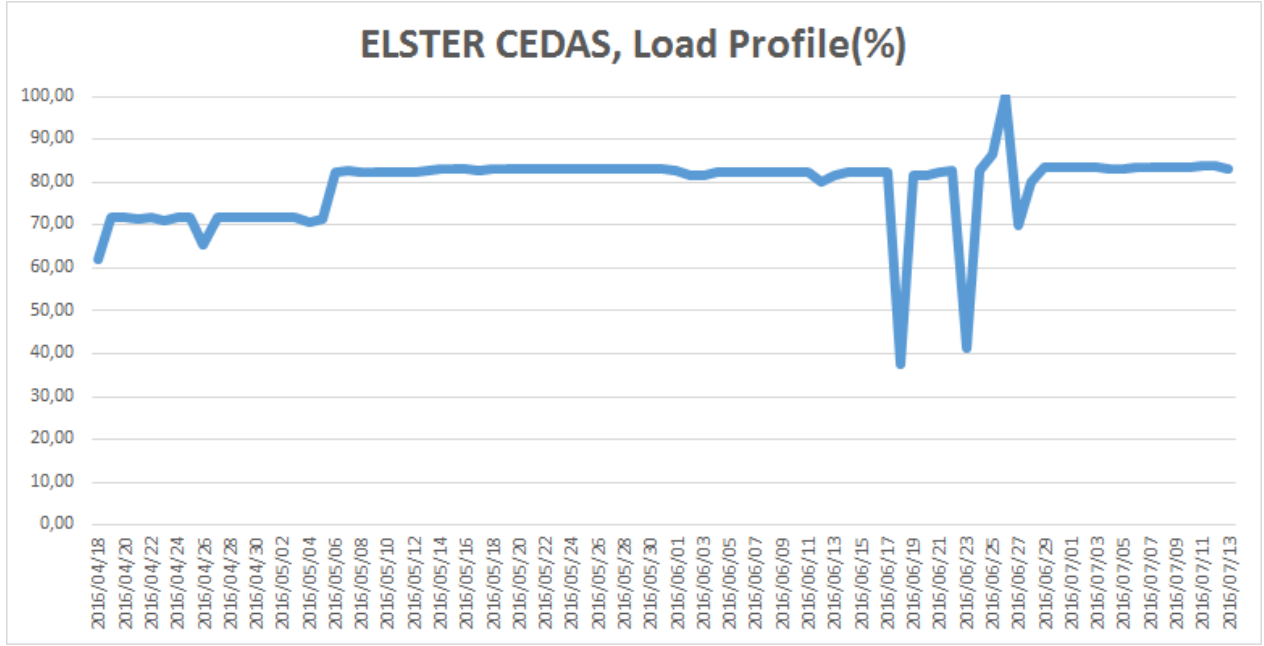
Mevcut boşluk yukarıda bahsi geçen SIM kart sorunu yüzünden oluşmuştur. İletişimin mümkün olmadığı periyod veri saklama kapasitesinden daha uzun olduğundan FIFO yapısı gereği en eski veri kaybedildi.

10.2.4 ÇEDAŞ

13 Temmuz 2016 sonrası herhangi bir veri mevcut değil. Muhtemelen Trafo İstasyonu Veri Yoğunlaştırıcısı (TSC) arızası mevcut.



Şekil 56: BPL Elster ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 57: BPL Elster ÇEDAŞ Yük Profili 1

4 Mayıs'ta alanda bir çalışma gerçekleştirildi ve yanlışlıkla uzaktan deaktive edilen 31 LMC modülü tekrar aktive edildi. 26 Haziran tarihindeki tepe değer kullanılan hesaplama metodu sebebiyle gerçekleşmiştir. Sistem tarafından çok fazla LP toplama girişiminde bulunulmuştur.

10.3 S-FSK

S-FSK testi için IDIS Pack-1 seçilmiştir. Maalesef yukarıda da bahsedildiği üzere Landis + Gyr sayaçlar IDIS uyumluluğuna sahip değildir ve bu durum bizim test prosedürümüzü değiştirmemize yol açtı. BEDAŞ ve ÇEDAŞ veri toplamak için Landis + Gyr tarafından sağlanan DC'yi kullanırken UEDAŞ ve AEDAŞ veri toplamak için Iskraemeco tarafından sağlanan DC'yi kullanmaktadır.

Sağlanan sayaçların maksimum baud hızı 2400 bps iken sayaçlardan Yük Profili verilerini toplamak mümkün olmadı.

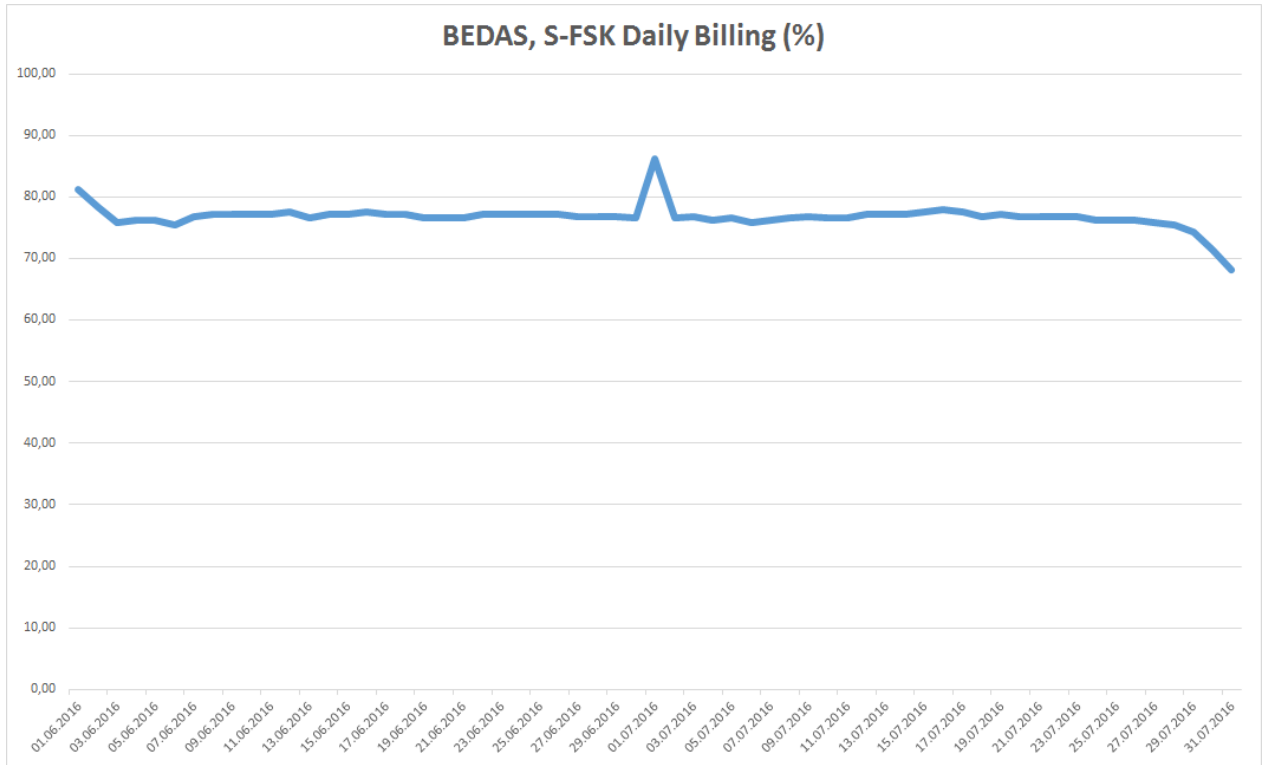
10.3.1 BEDAŞ

Bütün kurulum işlemleri tamamlandıktan sonra raporlanan bir takım durumlar oldu. birlikte çalışabilirlik sorunlarına bağlı olarak Iskraemeco sayaçlar ilk etapta okunamadı, 130 Landis + Gyr sayacın okunması bekleniyordu. 30 sayaç tamamen kayboldu. Her ne kadar bazı sayaçlar tespit edilse de bu sayaçlardan veri toplanamadı. Bu durumun düzeltilmesi için 20 Temmuz 2015 tarihinde Taran Elektronik'in(Landis + Gyr'nin yerel temsilcisi) de katıldığı bir saha

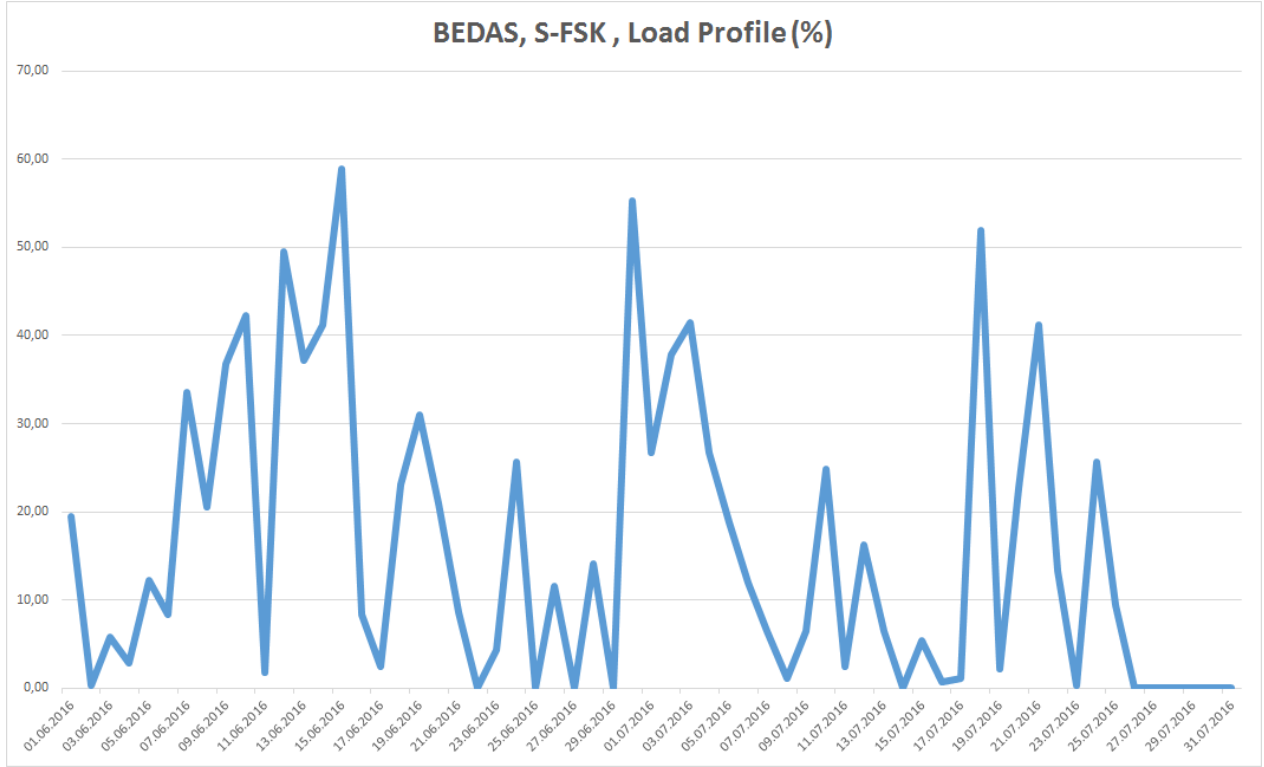
ziyareti yapıldı ve çeşitli ölçümler gerçekleştirildi. Bu sonuçlara göre ilk sayaçtaki PLC sinyalleri DC ve sayaç arasındaki uzun mesafe(yaklaşık 250 metre) sebebiyle yeteri kadar güçlü olarak alıcıya ulaşamadı. Üç adet tek fazlı repeater aradaki mesafenin orta noktasına yerleştirildi.

Landis + Gyr, Iskraemeco RD ve LP uygulamalarının yapılmasına 6 Ağustos 2015 tarihinde başladı. Bu tarihten önce Landis + Gyr destek takımı tatildeydi, bu konuyla ilgili herhangi bir destek sağlayamalarının en önemli sebebi buydu. Taran bizi Iskraemeco ile uygulama hususunda birlikte çalıştıkları ve bir baud hızı değişikliği yapmaları gerektiği konusunda bilgilendirdi. 6 Ağustostan sonra bütün Landis + Gyr sayaçlar “KAYIP” durumundaydı, bu da sayaçlarla en az 24 saattir iletişim kurulamadığı anlamına geliyor. Bunun sebebi DC’deki baud hızı değişikliğinin sayaçlara yansımamış olması.

Baud hızı değiştikten sonar genel performans seviyesi azaldı. Ayrıca Taran tarafından yerleştirilen repeaterlar 1200bps’lik sabit baud hızında çalışmak üzere tasarlanmıştı. Bu repeaterlar yenileriyle değiştirildi ancak bu müdahale de iletişim sorunlarını çözemedi.



Şekil 58: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) BEDAŞ Günlük Faturalandırma



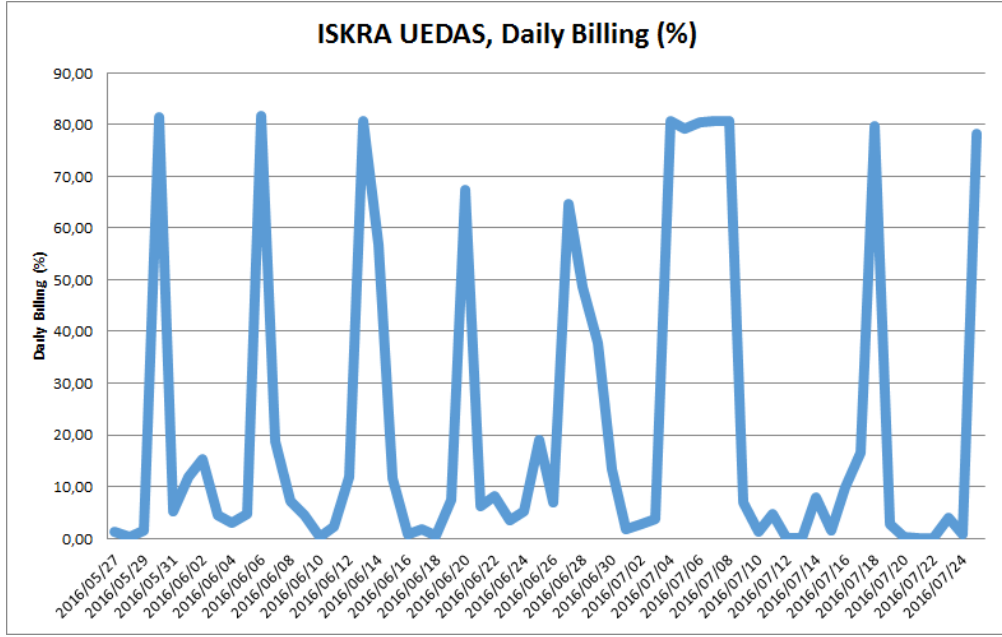
Şekil 59: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) BEDAŞ Yük Profili

10.3.2 UEDAŞ

UEDAŞ için bütün test çevresi ve ağ şartları tanımlanabilir durumdadır. Ancak iletişimi kötü bağlamda etkileyen yüksek seviyede gürültüye sahip iki lokasyonun ölçüldüğünü söyleyebiliriz. Bir tanesi direkt olarak DC'nin bulunduğu konumda ölçüldü. Gürültünün kesikli olarak kendini göstermesi sebebiyle bazı günlerde başarı oranı oldukça yüksekken genel itibarıyla düşük bir seviyede kalıyor.

Iskraemeco'dan sahada yapılacak bir araştırmada talep edilmiş olup aşağıda verilen veriler Ek E'de görülebilecektir.

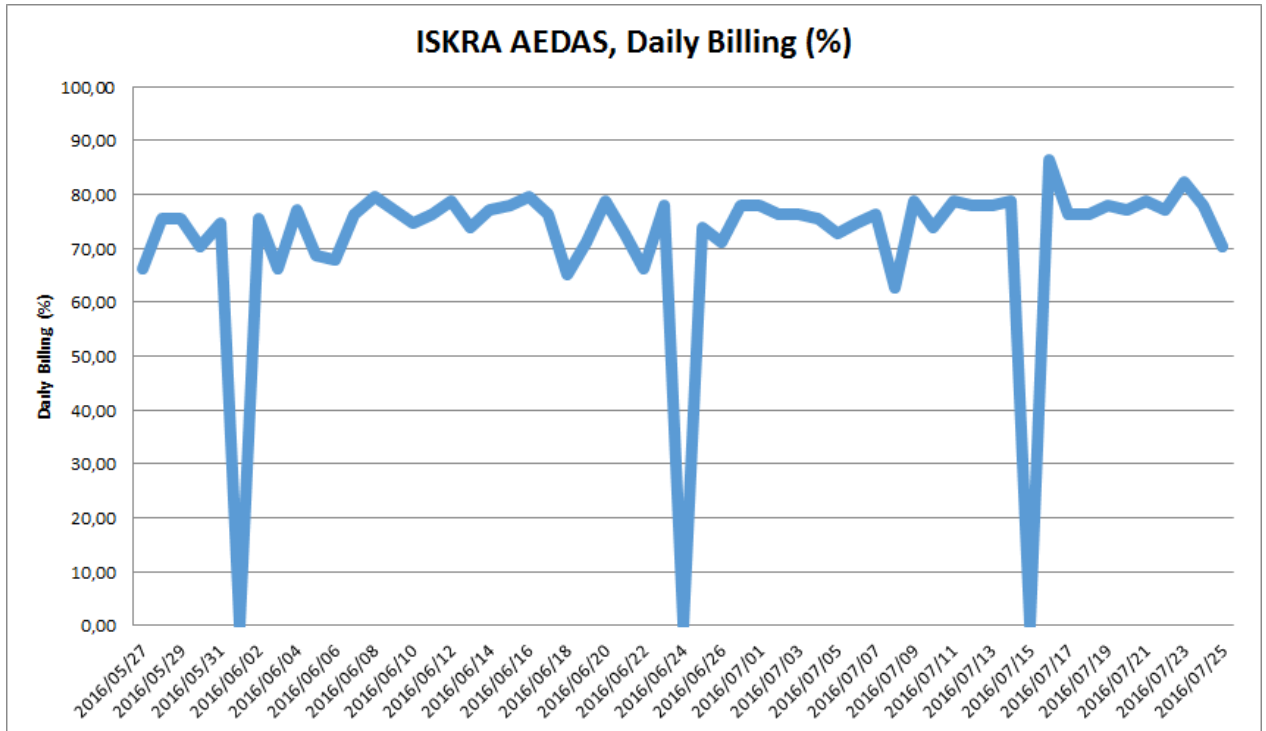
Bu kötü sonuçlara yol açan çakışmayı engellemek için DC'nin konumu değiştirilmelidir.



Şekil 60: S-FSK L&G, Iskra (Iskra DC) UEDAŞ Günlük Faturalandırma

10.3.3 AEDAŞ

Bu, %80-85'lik okuma başarı oranıyla oldukça başarılı bir kurulumdur. Ne yazık ki bu başarı yalnızca saatlik okumalar için geçerli. 15 dakikalık yük profili(LP) toplanmasında ölçüm testleri sınırlı baud hızı sebebiyle başarılı olamamıştır.



Şekil 61: S-FSK L&G, Iskra (Iskra DC) AEDAŞ Günlük Faturalandırma

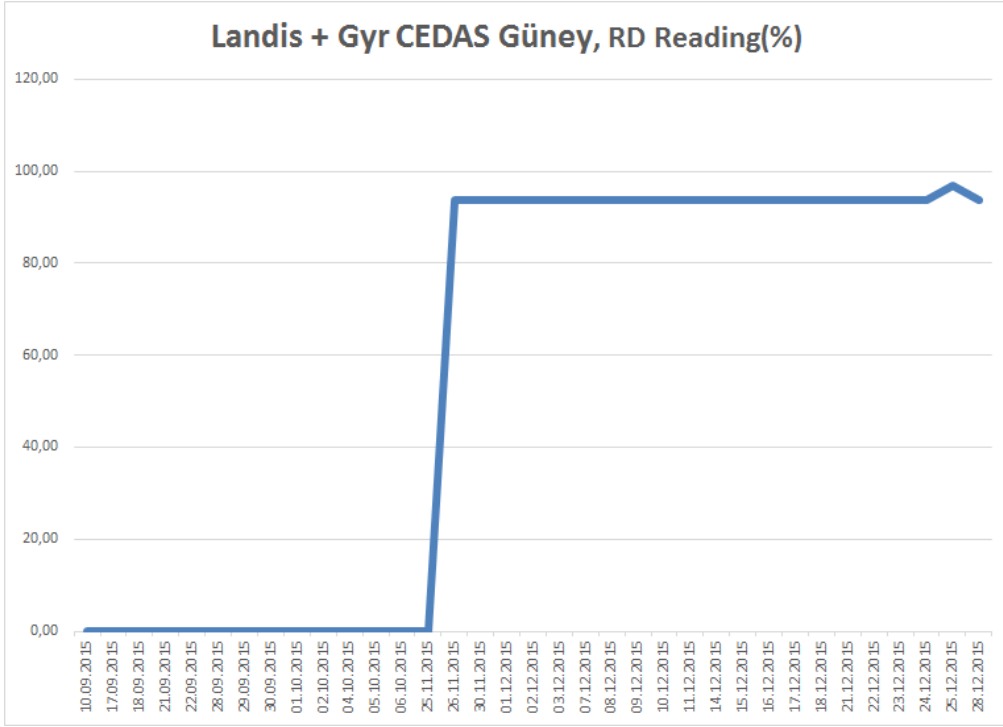
Iskraemeco bir saha ziyaretinde bulunmuş ve Ek F. olarak görüntülenebilecek raporu oluşturmuştur.

- Bir sayacın doğru türde olmayışı(MT382) sebebiyle PLC tarafından bu sayaca ulaşılması mümkün olmamıştır.
- 10 adet sayacın bulunduğu bir binada, verilerin kesintilere uğradığı tespit edilmiştir. Yapılan incelemelerden sonra herhangi bir sorun tespit edilememiş olup, yalnızca sinyal seviyesinde ciddi bir azalma görülmüştür. Müşterinin bağlantısı kesildiğinde sinyaldeki düşüklük kaybolmuştur. Yani bu sinyal zayıflamasına bahsi geçen müşterinin ekipmanlarından biri sebep olmaktadır.
- Bazı sayaçların bağlantısı kopmuştur; sayaçlar ağa bağlanmamıştır.
- Grafikteki Üç adet 0 noktası GSM hattındaki kesintiler sebebiyle yaşanmıştır ve buna ait veriler daha sonra toplanmıştır.

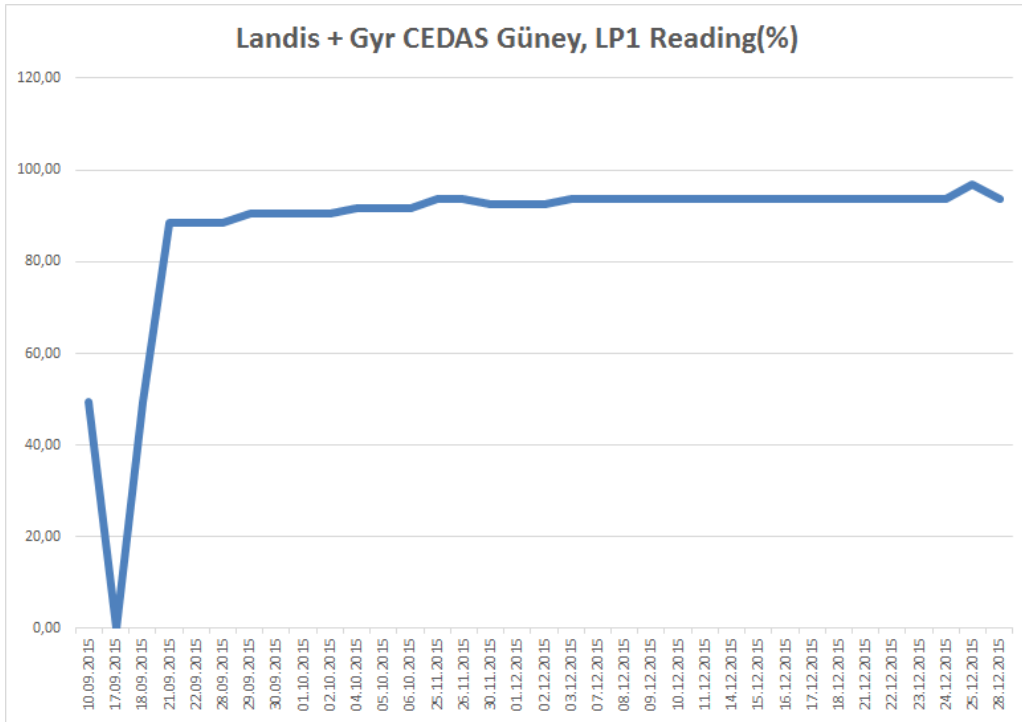
10.3.4 ÇEDAŞ

ÇEDAŞ sunucularına IT(BT) ile alakalı sorunlar sebebiyle test periyodu süresince ulaşılamamıştır. ÇEDAŞ sunucuları saldırıya uğramıştır ve hizmet erişime kapanmıştır. (DOS veya DDos) Landis + Gyr'ye ait sonuçlar toplanamamıştır.

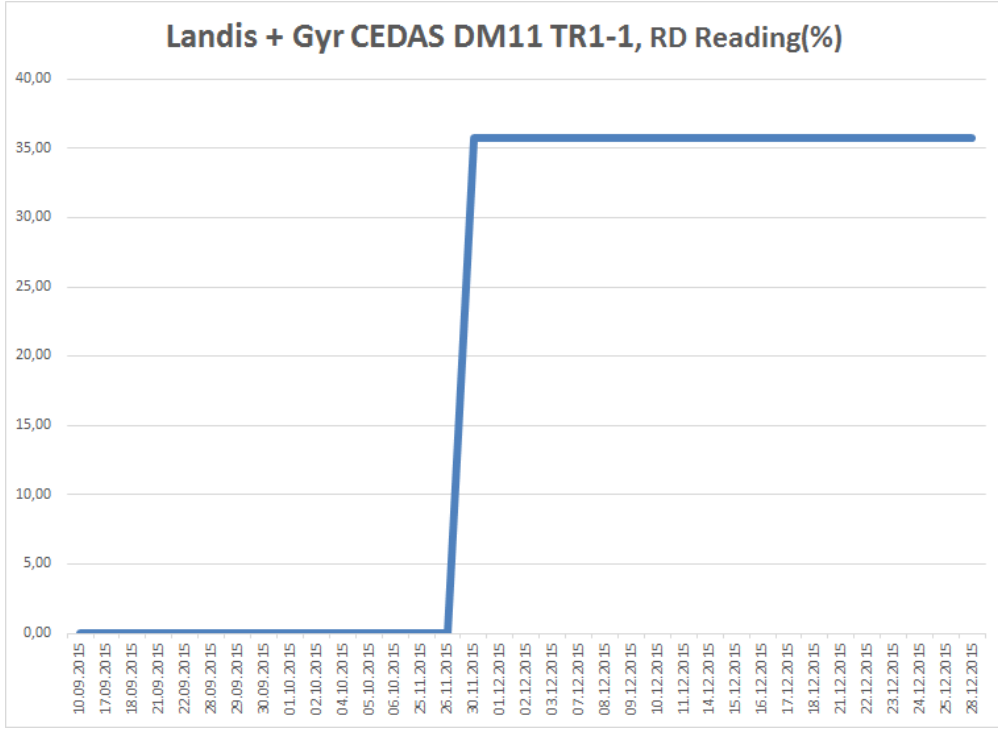
Aşağıdaki tablo birinci aşama sırasında toplanan eski veri kullanılarak hazırlanmıştır. İki adet yerleştirme yapılmıştır; biri Güney Köy'e yapılmış olup bu yerleştirme sırasında Landis + Gyr'nin 48 Iskraemeco'nun 47 sayacı yerleştirilmiştir. İkinci yerleştirme işlemi de pilot projeden önce yapılmış olup proje kapsamında sayaç sayısının arttırılması gerekliliği belirtilmiş olan bir yerleştirmedir ve yalnızca Landis +Gyr'ye ait 28 sayaç içermektedir.



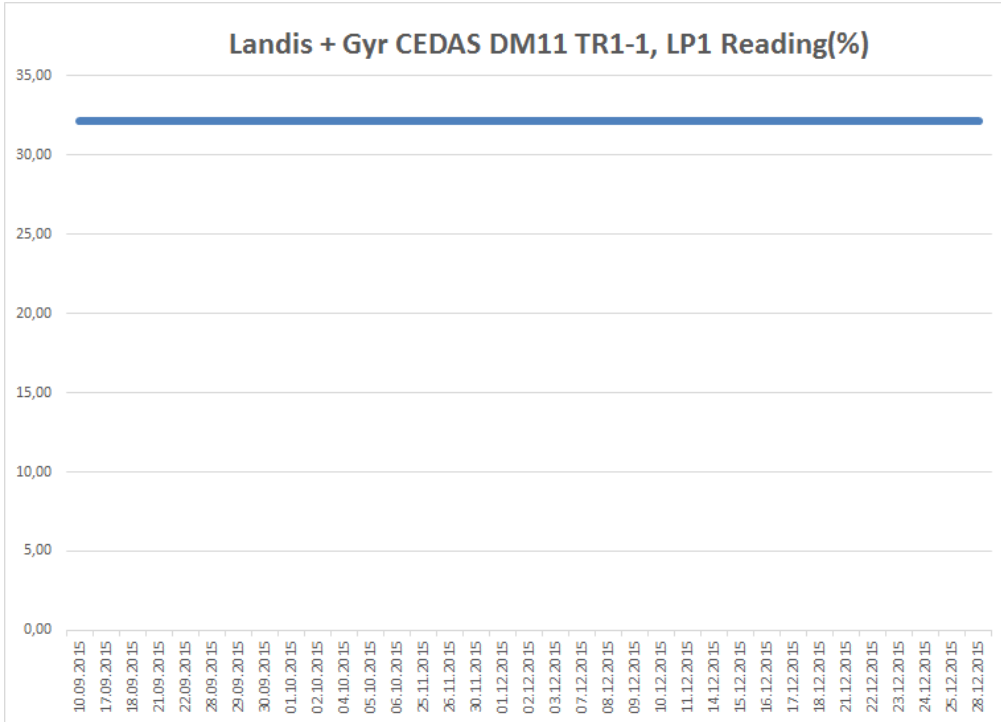
Şekil 62: S-FSK L&G (L&G DC) ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 63: S-FSK L&G (L&G DC) ÇEDAŞ Yük Profili



Şekil 64: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



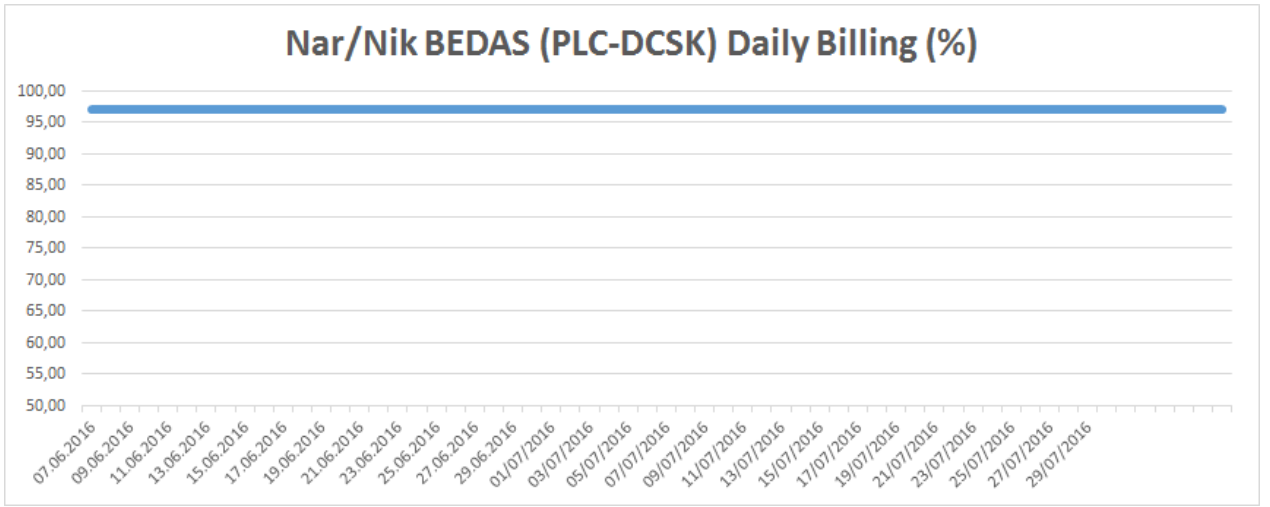
Şekil 65: S-FSK L&G, Iskra (L&G DC) ÇEDAŞ Yük Profili

10.4 DCSK

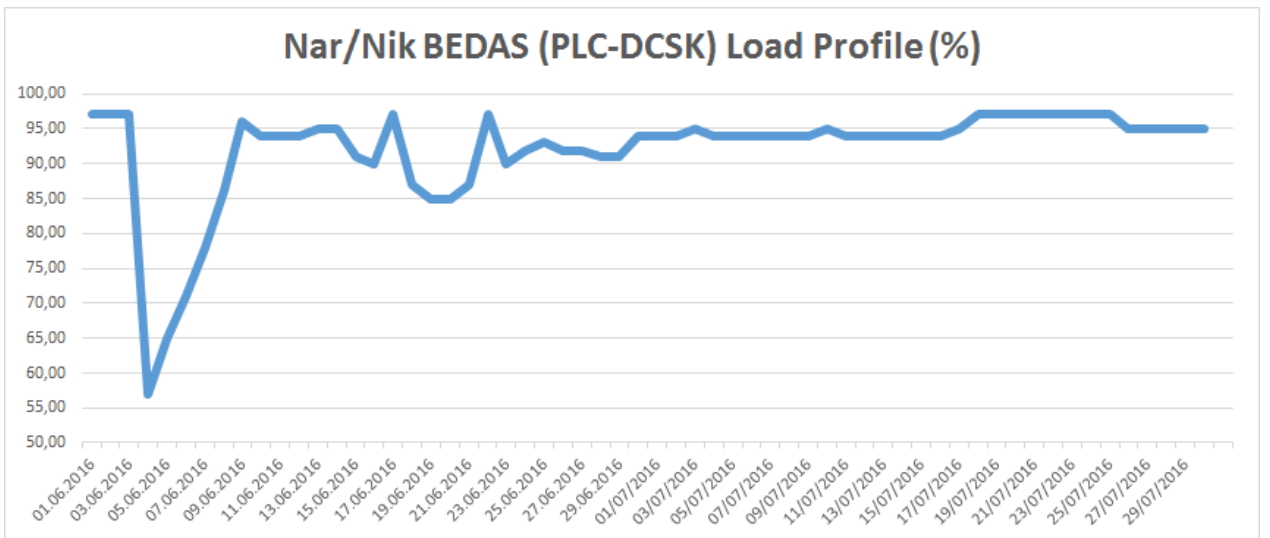
10.4.1 BEDAŞ

BEDAŞ DCSK özelliği etkinleştirilmiş sayaçları iki adet trafosuna yerleştirmiştir ve her bir trafo Nar/Nik ve Luna isimli tedarikçilerden tedarik edilen DC'leri içermektedir. Sistem, her bir sayacın verileri ilgili DC tarafından toplanacak şekilde tasarlanmıştır.

Nar/Nik:



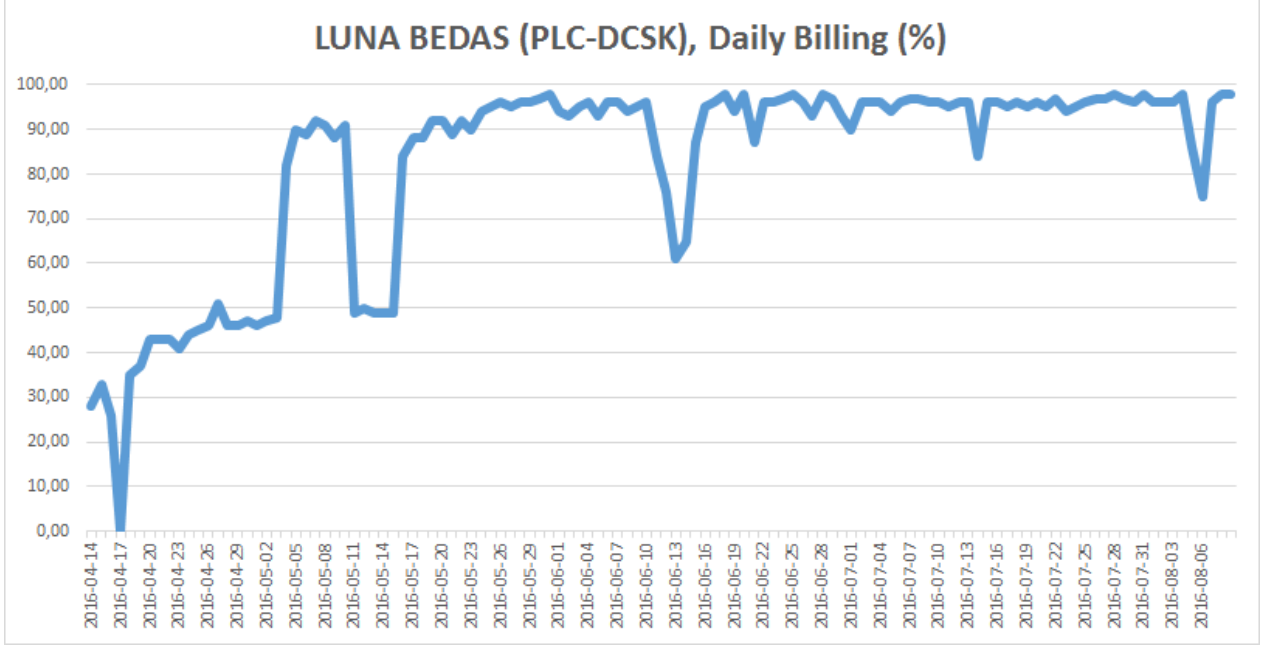
Şekil 66: DCSK Nar/Nik BEDAŞ Günlük Faturalandırma



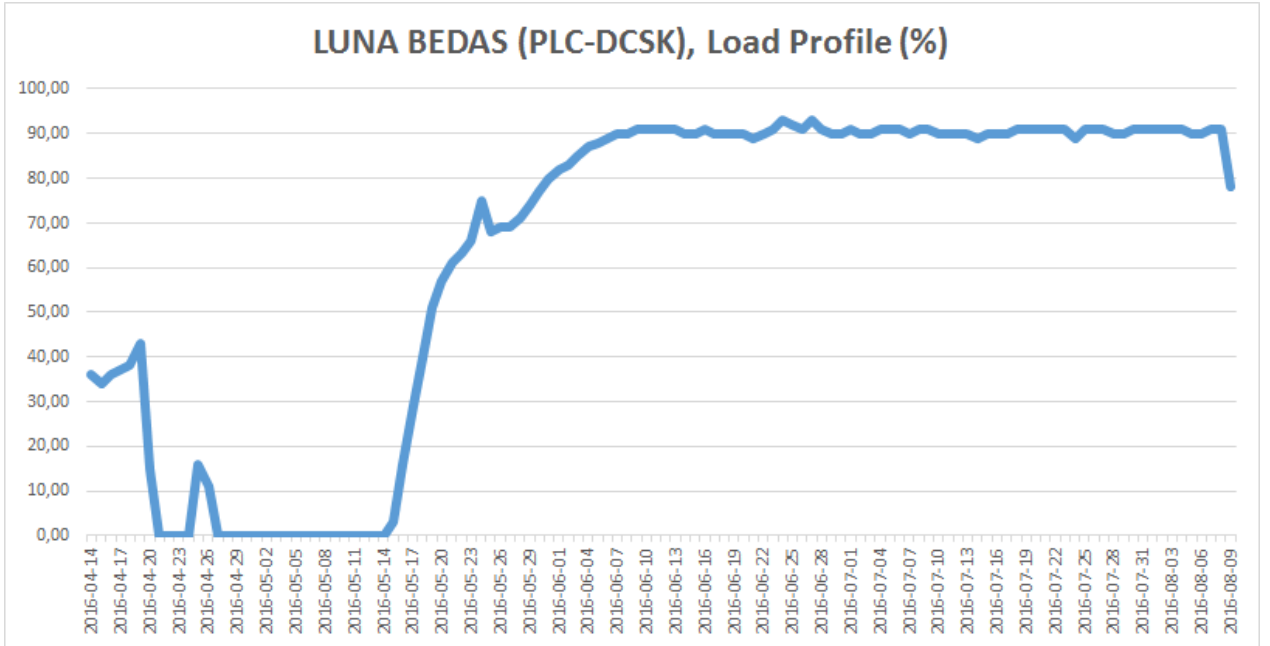
Şekil 67: DCSK Nar/Nik BEDAŞ Yük Profili

İki bina(Eresin Apt ve Yıldırım Apt) sorunlu olup, bu binaların ana sayaç kutularında bir düzenlemenin yapılması zorunludur. Bu bölgelerde çok ciddi sinyal zayıflamaları gözlemlenmektedir. Luna bu sorunu çözmek için ekstra bir repeater yerleştirmiştir.

Luna:



Şekil 68: DCSK Luna BEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 69: DCSK Luna BEDAŞ Yük Profili

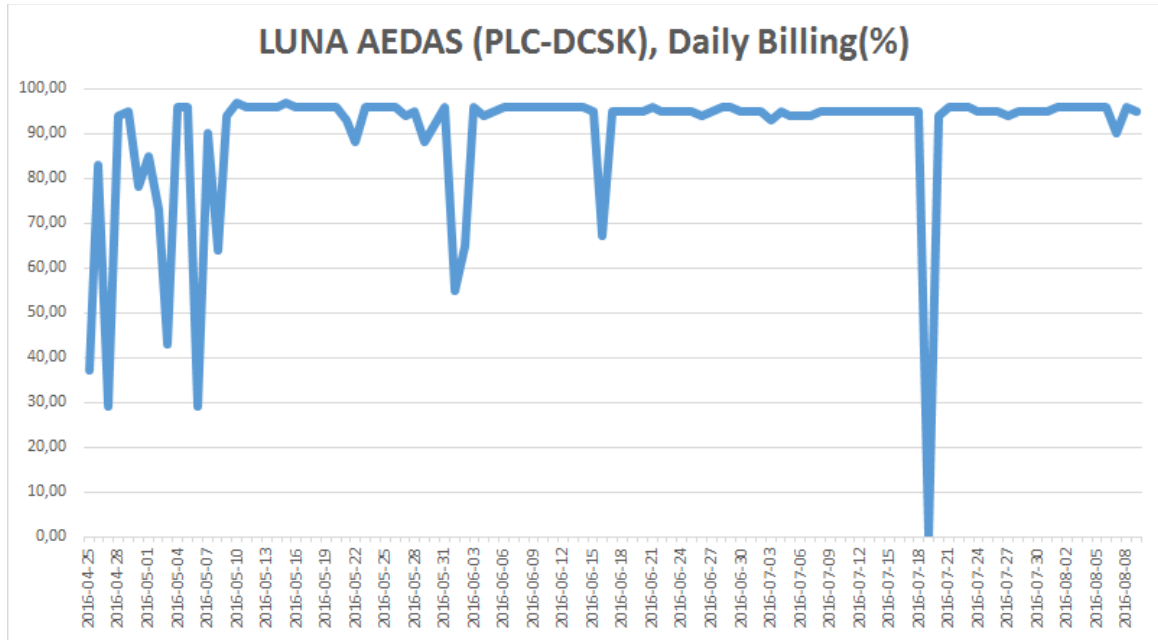
Bir takım ekstra sayaçların, repeater olarak kullanılmak üzere, yerleştirilmesinden sonra system performansı artmıştır. LP toplama oranı, toplanması gereken verinin miktarı sebebiyle, kayıt edilen veriden daha düşük bir seviyededir. Genel itibariyle DCSK teknolojisinin sağladığı performans sınırlı kalmaktadır.

10.4.2 UEDAŞ

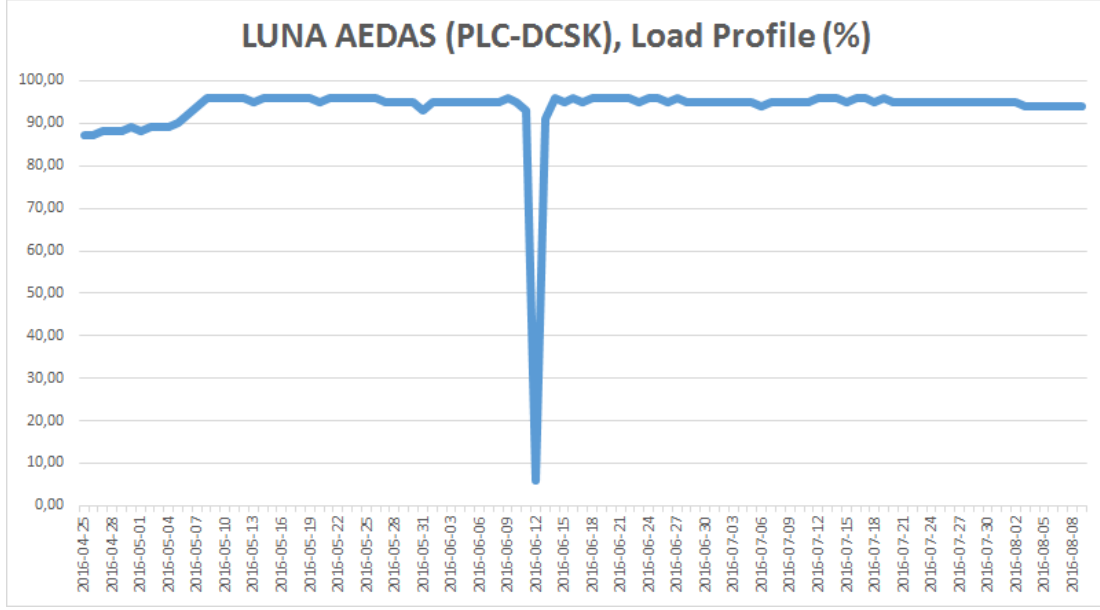
UEDAŞ DCSK tabanlı herhangi bir teknolojiyi test etmemiştir.

10.4.3 AEDAŞ

AEDAŞ yalnızca Luna'ya ait DCSK teknoloji ürünleri test etmiştir. Sayaçların 9 tanesi aktifleştirilememiştir.



Şekil 70: DCSK Luna AEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 71: DCSK Luna AEDAŞ Yük Profili

19/07/2016 tarihindeki sıfır değeri geçici bir iletişim hatasından kaynaklanmıştır. Bu verilerle ilgili günlerde tamamlanmıştır.

10.4.4 ÇEDAŞ

ÇEDAŞ DCSK tabanlı herhangi bir teknolojiyi test etmemiştir.

10.5 RF

Kamstrup, Luna ve Nar/Nik RF özelliği etkinleştirilmiş sayaç tedarik şirketlerdir. RF testleri BEDAŞ, AEDAŞ ve ÇEDAŞ tarafından farklı kombinasyonlarla uygulanmıştır. UEDAŞ RF tabanlı herhangi bir teknolojiyi test etmemiştir.

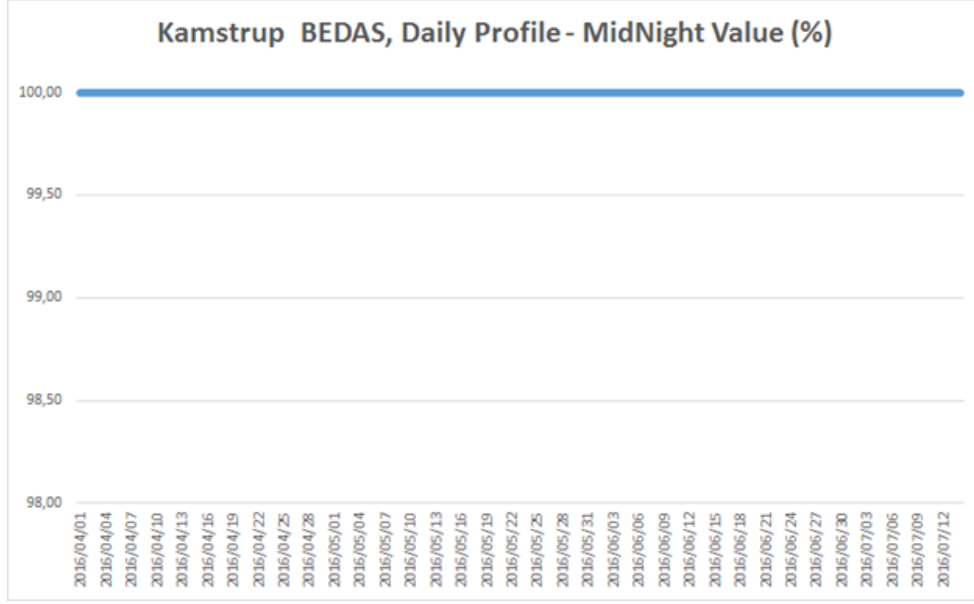
10.5.1 BEDAŞ

BEDAŞ RF kategorisinde Kamstrup ve Luna marka sayaçları test etmiştir. Her iki şirketin de sayaçları aynı trafoya yerleştirilmiştir.

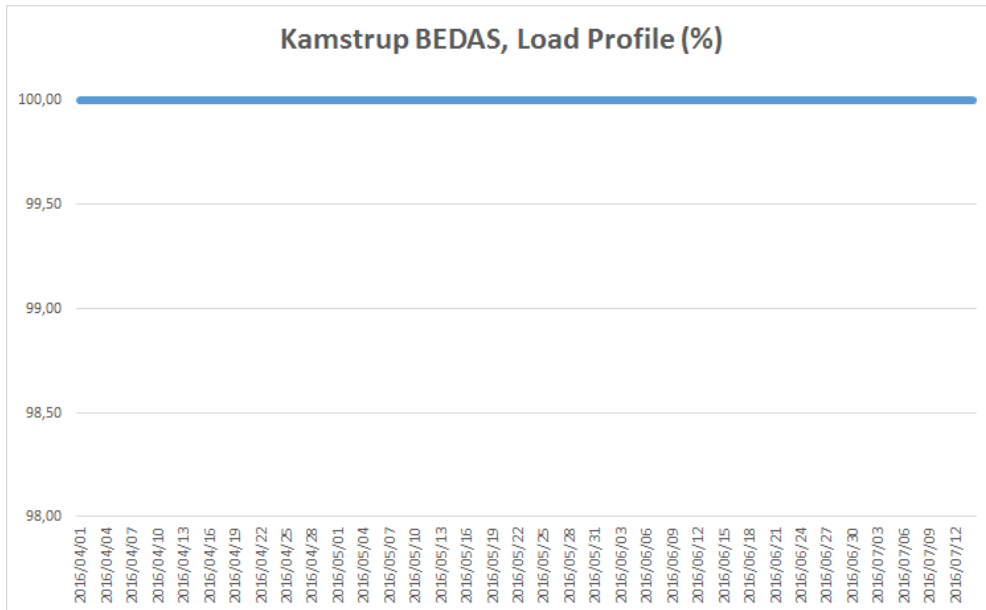
Kamstrup:

Yerleştirmeler sırasında 148 sayaç başarılı olarak yerleştirilmiştir. Ancak o sıralarda bir takım istikrarsız sayaçlar mevcut olduğundan veri toplanması da oldukça istikrarsız bir şekilde yürümüştür. Kamstrup bir saha ziyaretinde bulunup bir takım ölçümlerde bulunmuştur. Bu

ölçümlerin sonuçlarına göre 3 adet sayaç daha kritik bölgelere repeater görevi görmek üzere yerleştirilmiştir (Kamstrup RF sayaçları örgüsel bir ağ sistemi kullanmaktadır ve her bir nod PLC sayaçlarda da olduğu gibi repeater görevi görebilmektedir). Ayrıca harici bir anten de bodrum katta bulunan sayaçlara takılmıştır. Bu sayaç aldığı sinyali güçlendirip tekrarlayarak kendisinin yakınında bulunan sayaçlara aktarmaktadır.

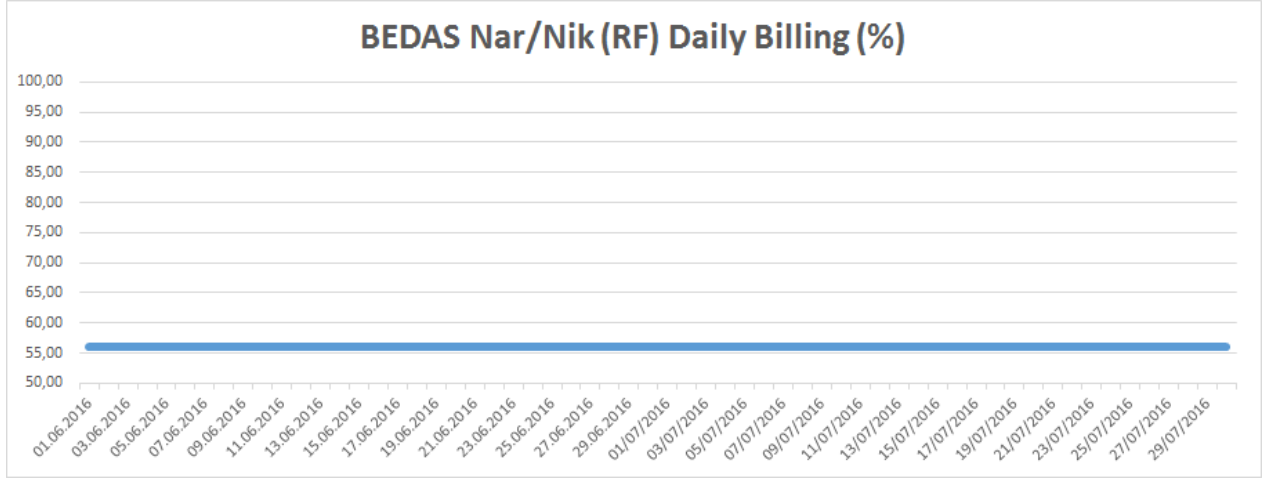


Şekil 72: RF Kamstrup BEDAS Günlük Faturalandırma

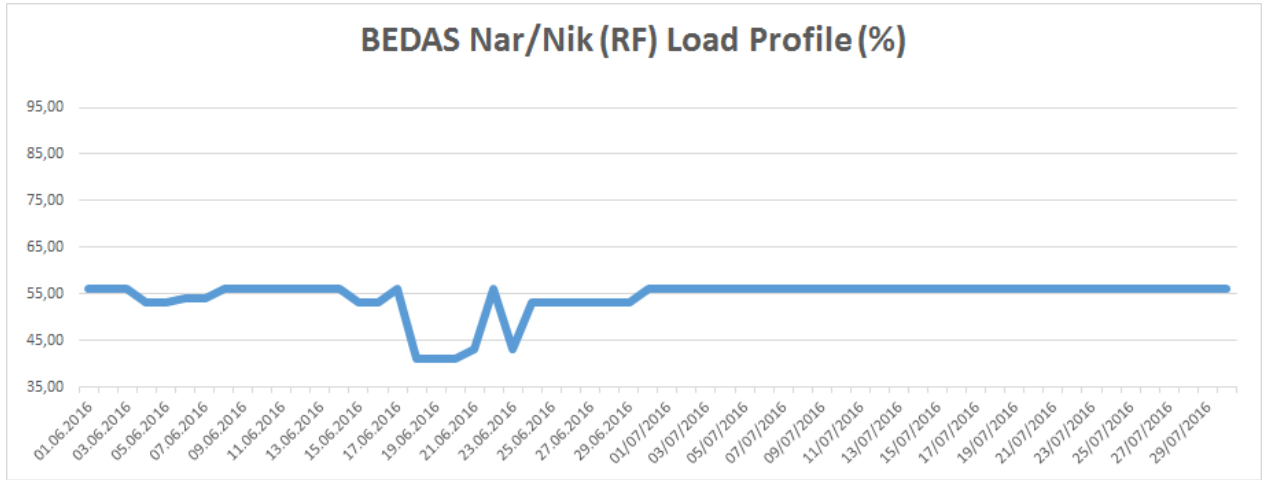


Şekil 73: RF Kamstrup BEDAŞ Yük Profili

Nar/Nik:



Şekil 74: RF Nar/Nik BEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 75: RF Nar/Nik BEDAŞ Yük Profili

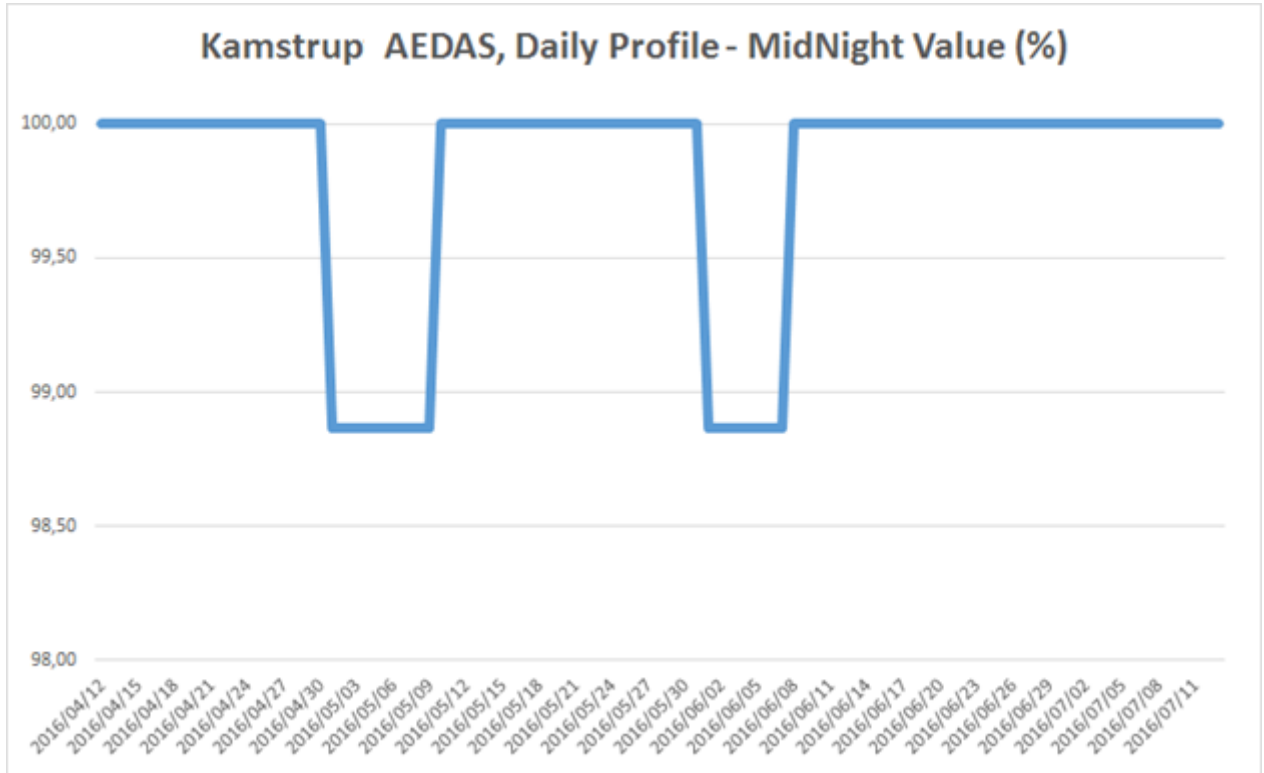
RF sinyallerinin zayıflaması sebebiyle Nar/Nik'in başarı oranları ve veri transferleri sınırlı bir seviyede gerçekleşmiştir. Nar/Nik şirketinin mühendisleri bir takım testler yürütmüş ve merkezi antenin pozisyonunu en uygun şekilde ayarlamaya çalışmışlardır. Bu durum bir miktar artış sağlamıştır. Raporun oluşturulması sırasında Nar/Nik yeraltı seviyesinde bulunan sayaçlara harici antenler yerleştirilerek başarı oranını yaklaşık %3 daha yukarıya çekmiştir.

10.5.2 UEDAŞ

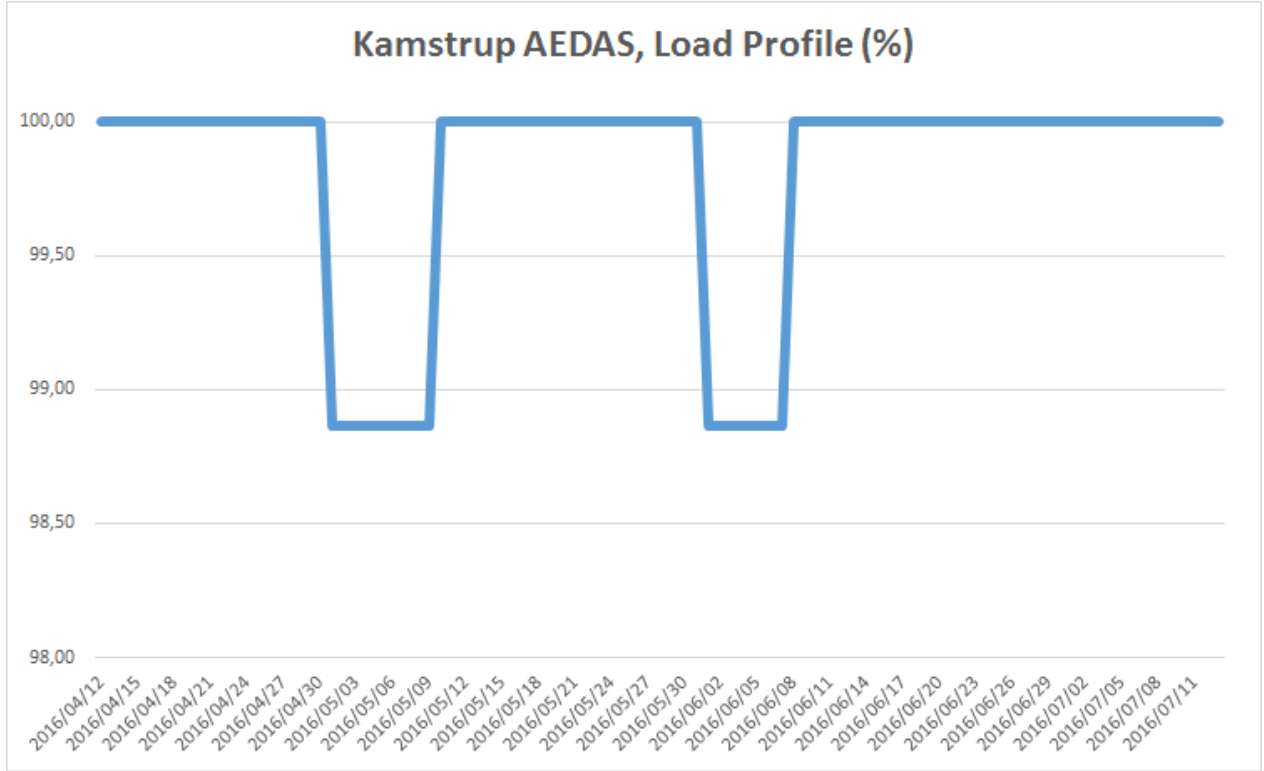
UEDAŞ RF bazlı herhangi bir teknolojiyi test etmemiştir.

10.5.3 AEDAŞ

Kamstrup:



Şekil 76: RF Kamstrup AEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 77: RF Kamstrup AEDAŞ Yük Profili

01/05/2016 ve 01/06/2016 tarihlerindeki iki düşüşün sebebi bir sayacın bağlantısının kopmasıdır.

Luna:

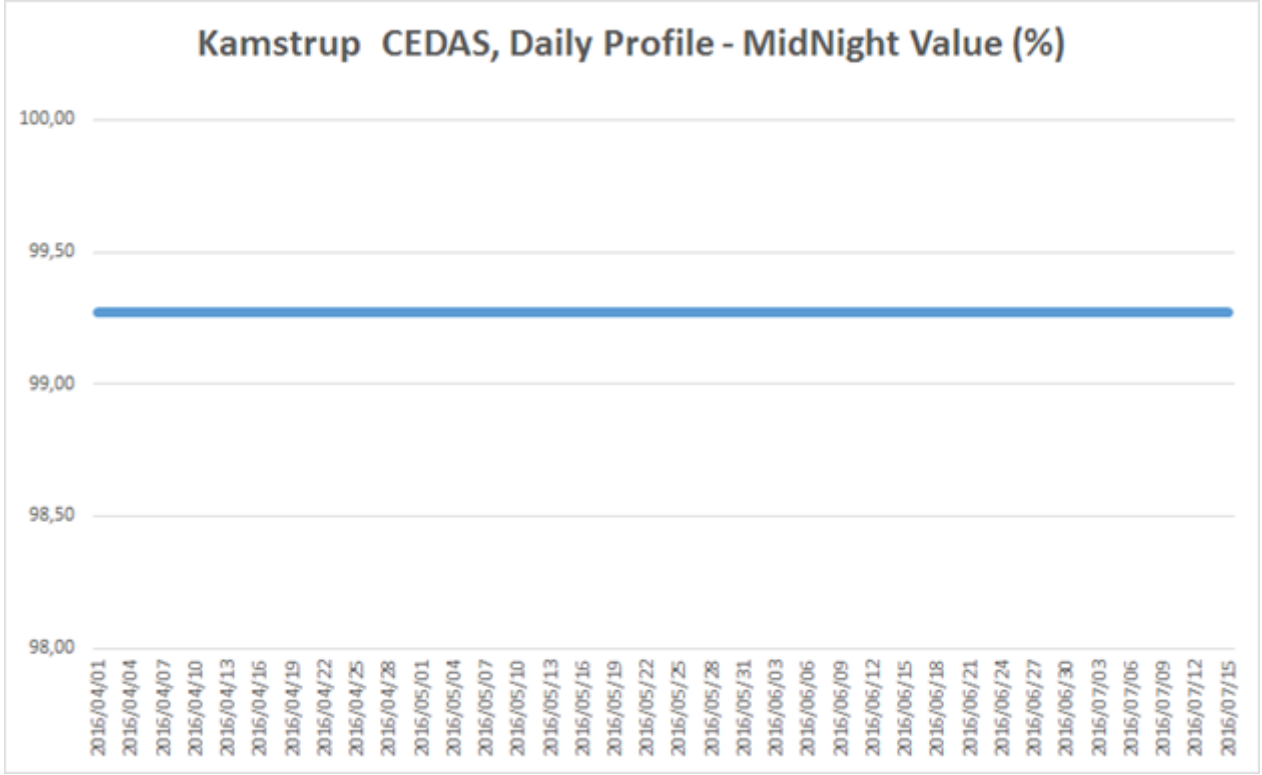
Luna RF sayaçları güvenlik sebepleri dolayısıyla AEDAŞ için test edilememiştir. Luna sayaçlar için bir elektrik çarpma ihrimali mevcuttu ve değişen sayaçlar da zamanında elde edilemedi/yerleştirilemedi.

10.5.4 ÇEDAŞ

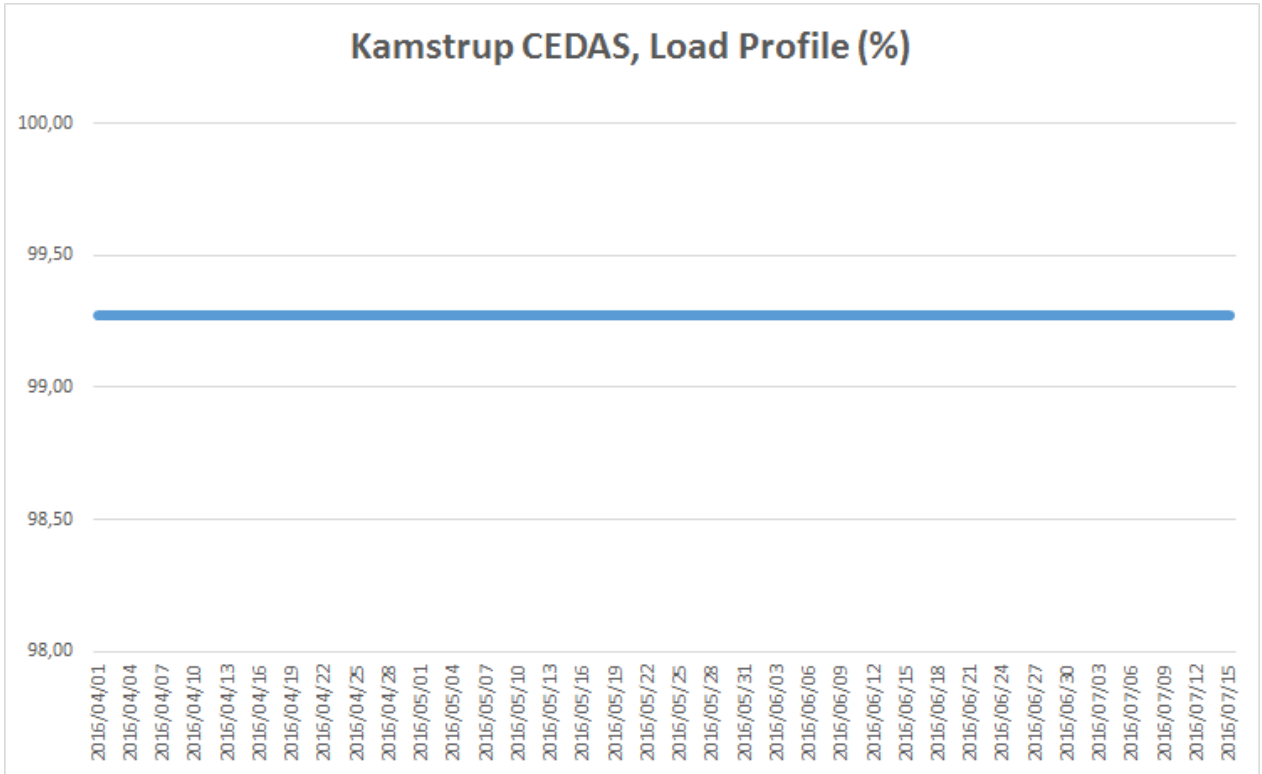
ÇEDAŞ RF kategorisinde Kamstrup, Luna ve Nar/Nik ürünü sayaçları test etti.

Kamstrup:

Bir sayaç çalışmadı ya da açılmadı. Toplamda 138 sayaç yerleştirildi ve bunların 137'si okunabilir durumdaydı, 138 sayaçtan bir tanesi operasyonel sebeplere bağlı olarak çalıştırılmadı.



Şekil 78: RF Kamstup ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma

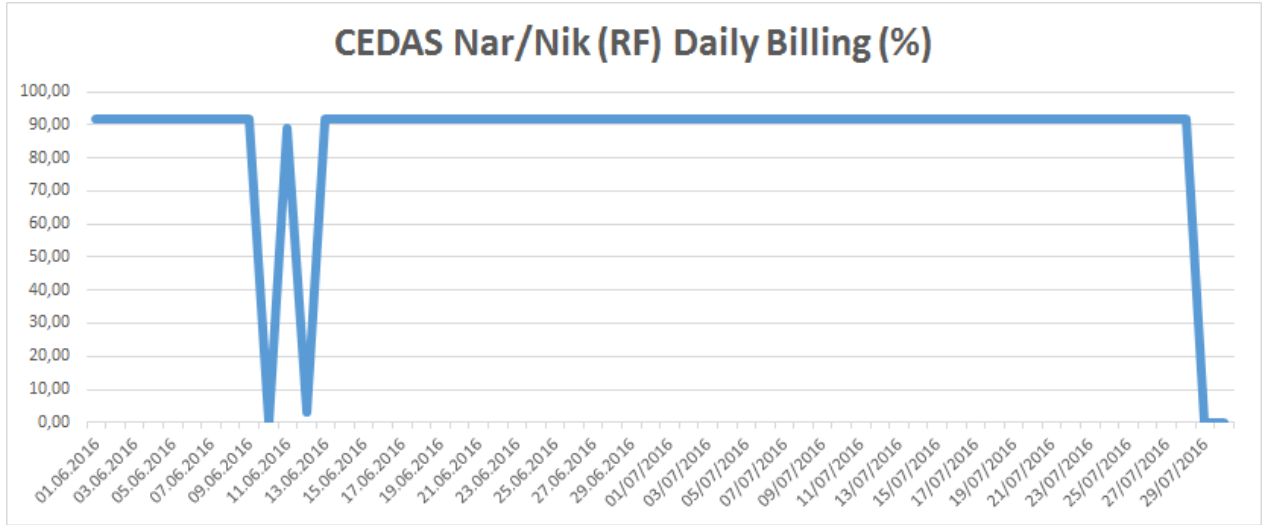


Şekil 79: RF Kamstup ÇEDAŞ Yük Profili

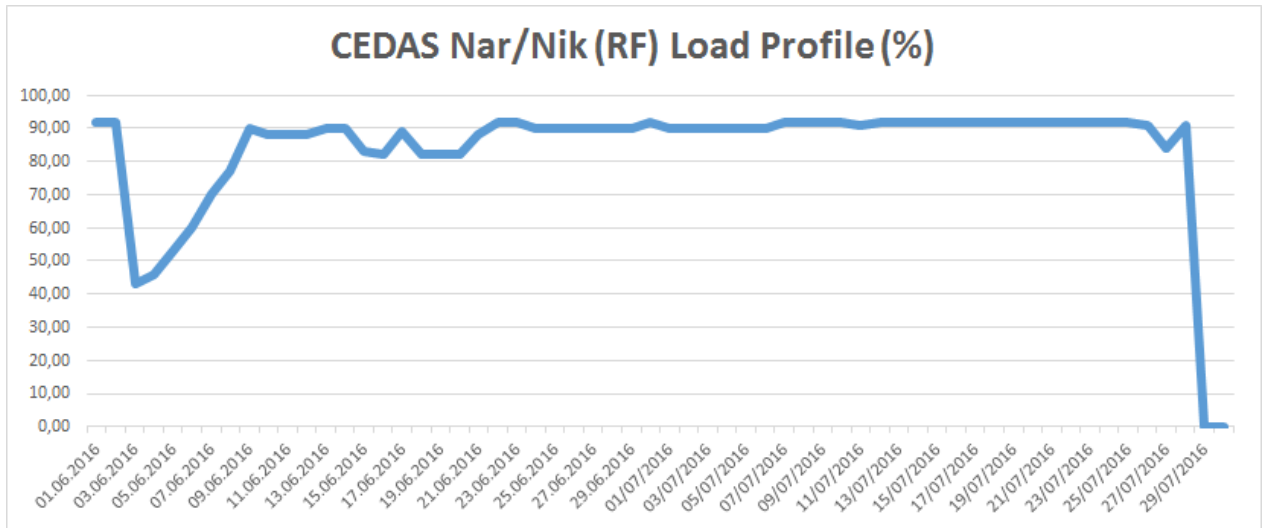
Luna:

Luna RF sayaçları elektrik çarpma durumu tespit edilmeden önce yerleştirildi. Ardından harici antenler çıkartıldı. Luna ÇEDAŞ'tan sistem performansını arttırmak adına sayaçların GSM pozisyonlarıyla ilgili bilgi talep etti ancak bu veri sağlanamadı. Bu sebeple de Luna bu test alanı için bir rapor sunamadı.

Nar:



Şekil 80: RF Nar/Nik ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 81: RF Nar/Nik ÇEDAŞ Yük Profili

RF'in birbiriyle girişkenlik gösterebilmesi sebebiyle bazı sayaçlar okunamadı ve harici antene ihtiyaç duydu. Nar/Nik raporun oluşturulması sırasında bu konu üzerine çalışıyordu ancak rapor süresi içinde teslim edilmedi

10.6 Hibrit

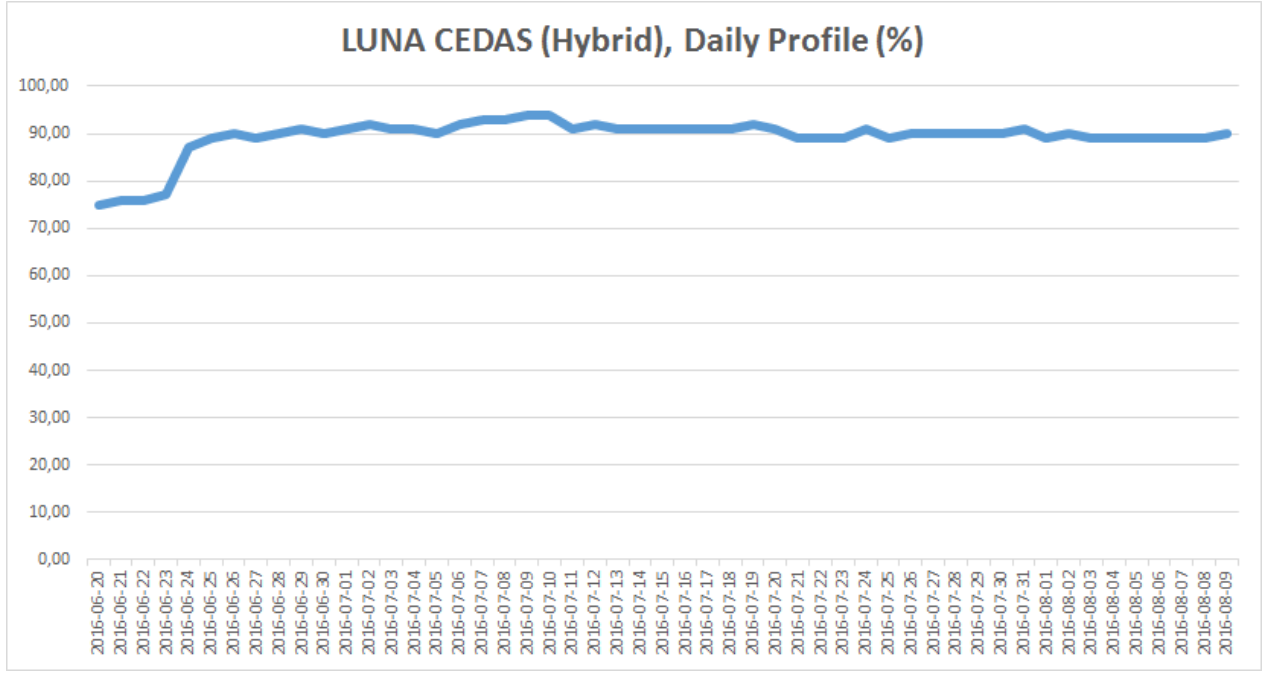
Hibrit Teknolojinin (RF + DCSK PLC) yalnızca AEDAŞ ve ÇEDAŞ'ta uygulanması planlanmıştır.

10.6.1 AEDAŞ

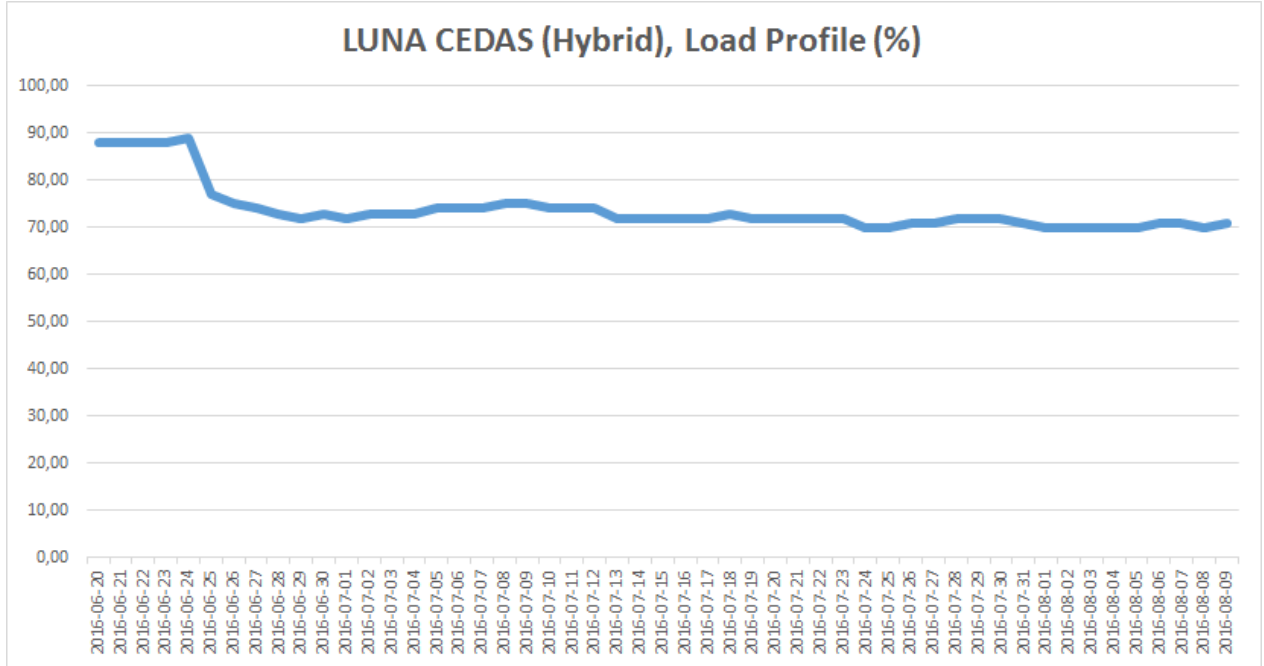
Luna'nın RF özelliği etkinleştirilmiş sayaçlarının elektrik çarpması riskinin doğması sebebiyle, AEDAŞ yerleştirme işini durdurup(Hibrid cihazlar hem PLC hem de RF devrelerine sahiptir) değişim cihazlar talep etmiştir. Yeni(risksiz) sayaçlar kuruma ulaşmıştır ancak zamanında yerleştirilememiştir.

10.6.2 ÇEDAŞ

Luna'nın RF özelliği etkinleştirilmiş sayaçlarının elektrik çarpması riskinin doğması sebebiyle (Hibrid cihazlar hem PLC hem de RF devrelerine sahiptir) harici antenler sökülmüştür.



Şekil 82: Hibrid Luna ÇEDAŞ Günlük Faturalandırma



Şekil 83: Hibrid Luna ÇEDAŞ Yük Profili

11 FAYDA / MALİYET ANALİZİ

11.1 Değerlendirme Çerçevesi

Bu bölüm akıllı sayaç altyapısının dört şirketin “dağıtım bölgesi” içerisinde başlamasını müteakip ilgili uygulamanın nasıl yapıldığının DNV GL tarafından değerlendirilmesini derinlemesine ele almaktadır. Bu ele alma işlemi değerlendirme çerçevesinin genel bileşenlerinin tanımlanmasını, olası etkilerin gözden geçirilmesi ve tanımlanmasını(maliyet ve fayda), giriş verileri hakkındaki kritik varsayımların açıklanması ve bunların hakkında yapılacak tartışmaları ve yüksek seviyeli bir Fayda Maliyet Analizinin uygulanabilmesi için gerekli olan modellemeleri ve senaryoları kapsamaktadır. Önerilen varsayımlar ve senaryolar aşağıdaki unsurlar baz alınarak oluşturulmuştur:

- Dağıtım şirketlerinden alınan bilgi ve veriler (Anket),
- Türkiye’deki kamuya açık kaynaklar,
- DNV GL tarafından daha önce uygulanan değerlendirme ve projelerden gelen tecrübe.

Bunlara ek olarak DNV GL CBA sonuçlarını da sunacak ve açıklayacaktır, bu sunumun içerisine duyarlılık analizi hakkında bir tartışma da dahil olacaktır(kritik giriş parametrelerinin CBA sonuçları üzerindeki etkilerinin saptanması).

Fayda maliyet analizi yatırım kararlarının verilmesi sırasında çok sıklıkla uygulanan bir teknik olup, bir yatırım projesi boyunca ilgili şirketin elde edeceği gelir ve faydalarla birlikte projenin hayat döngüsü süresince doğuracağı maliyetleri açık bir biçimde ortaya koyan bir analizdir. CBA, işler herhangi bir aksamaksızın yürürken akıllı sayaç altyapısının(SMI) farklı uygulamalarının yaratacağı faydaların birbirleriyle karşılaştırılmasına olanak verecektir.

Direkt maliyetler yatırım, montaj ve sistem bileşenlerinin(sayaç, DC, ekipman, router, MDM, vs.) çalışma ömürleri boyunca yol açtığı bakım maliyetlerini içerecektir. Bir akıllı sayaç altyapısının sağlayacağı genel faydalar da artan gelirler, azalan maliyetler ve mühendislik çalışmalarındaki iş yükünün azalması olarak karşımıza çıkmaktadır.

Her bir alteratif/senaryoya(ALT) ait net faydaların ya da net maliyetlerin hesaplanması hususunda beklenen uygulama periyodu süresince karşımıza çıkan fayda ve maliyetler göz önünde bulundurulacaktır. İşbu maliyetler ve faydaların değerleri Net Şimdiki Değer(NPV) ve

İçsel Getiri Oranı(IRR) gibi dinamik yatırım değerlendirme yöntemleri kullanılarak şimdiki değer haline getirilecektir. Mutlak NPV değeri akıllı sayaçların dağıtım şirketi bölgelerinde kullanılmaya başlanmasının, giriş parametreleri için en olumlu olasılığın göze alınması durumunda işe genel bağlamda bir karlılık getirip getirmeyeceğini ortaya koyacaktır. IRR hesaplaması genel olarak bir yatırımın ya da projenin çekiciliğini belirlemek için kullanılır. Bir projenin IRR değeri arttıkça o projenin uygulanması daha da çekici bir hal alacaktır. Bütün projelerin aynı seviyede başlangıç yatırımı gerektirdiğini varsayarsak, IRR değeri en yüksek olan proje ilk olarak yapılması gereken ve en iyi proje olacaktır.

Sonuçlara ait bir duyarlılık analizi; tayin edilen her bir girdi parametresinin yol açabileceği mantıklı olarak beklenebilecek olan minimum ve maksimum değerleri baz alarak yapılmalıdır.

Bu yüksek seviyeli CBA'nın bütün şekilleri gösteremeyeceğini ya da analiz edemeyeceğini belirtmek bu noktada son derece önemlidir. Buna ek olarak analizin görece kısa bir süreç olan 15 yıl için kısıtlı şartlar ve özelliklerle yapıldığını yine belirtmeliyiz. 15 yıl olarak belirlenen bu görece kısa süre, yatırımın gidişatının görülebilmesi açısından oldukça önemli bir etmen olacaktır, ancak geleneksel olarak bir yatırımın hayat döngüsünün 25 yıl olması sebebiyle bu süre kısa bir süre olarak da nitelendirilebilir.

11.2 Akıllı Sayaçların Olası Etkileri

Akıllı sayaç altyapısının işletilmeye başlamasıyla alakalı belirgin maliyetler; seçilen sistem bileşenlerinin satın alım, montaj, operasyon(sayaç okuma, sayaç açma/kapama) maliyetleri, kayıp-kaçak elektrik maliyeti ve oluşabilecek elektrik kesintilerinin maliyetleri olarak karşımıza çıkacaktır. Akıllı sayaç sistemiyle özdeşleştirilen genel faydalar ise; sayaç okuma maliyetlerinin yok olması, kayıp-kaçak elektrik miktarının azalması, bir müşterinin hizmetinin duraklatılmasının kolaylaşması, otomatik hesaplamalar ve daha iyi raporlamalar sayesinde mühendislik ve planlama süreçlerinin optimize edilmesi olarak karşımıza çıkacaktır. Aşağıdaki alt bölümler DNV GL tarafından CBA'nın içerisinde hesaplanan farklı maliyet ve faydaları açıklamaktadır.

Bir akıllı sayaç altyapısının uygulamaya geçirilmesinin getireceği fayda ve maliyetler elbette uygulanan sistem bileşenlerinin teknik özelliklerine de bağlıdır, geniş skalada fonksiyonlara erişim sunan daha gelişmiş sistemler yüksek seviyede fayda sağlayacağı gibi bu sistemlerin fiyatları da basit bir akıllı sayaç sisteminin fiyatlarından elbette daha fazla olacaktır.

Tablo 9: Akıllı sayaç altyapısının sağlayacağı faydalar

Uygulama	İşlevselliğin Açıklanması	Faydalar
Uzaktan Yeniden Bağlanma Otomasyonu	Bugün, sayaçların yeniden bağlanması ve bağlantı kesintisi sayacın bulunduğu alanda bir sayaç teknisyeni ya da elektrik hattı teknisyeni tarafından yapılıyor. Akıllı sayaçlarda bulunan uzaktan açma/kapama tuşu, bağlantıyla alakalı bütün hizmetlerin güvenli bir şekilde uzaktan yönetilmesini sağlar.	Bu fayda ödemesi yapılmayan hatların elektriğinin kesilmesi/açılması için elle yapılacak olan müdahale gerekliliğini azaltır bu sebeple de ilgili şahsın kullandığı araç maliyeti de azalır.
Sayaç Okuma Otomasyonu	Bir akıllı sayaç altyapısının uygulanması Dağıtım Şirketine mevcut sayaç verilerinin tespitinde kolaylık sağlar ve sarf edilen lojistik eforu azaltır.	Bu fayda manuel sayaç okuma hizmetlerinde bir azalma sağlayacaktır ve bu durum altyapı ve sera gazı salınım maliyetleri gibi maliyetleri azaltacaktır.
Dağıtım Varlıklarının Optimizasyonu	Dağıtım sisteminin büyütülmesiyle alakalı yatırım harcamaları; yük artışı, güvenilirlikte gelişme, müşteri bağlantıları ve istasyon genişlemesini kapsar.	Akıllı Sayaç kullanımı varlık ve sistem performans verilerinin ve bilgilerinin daha rahat bir şekilde ulaşılabilir olmasını sağlar.
Kesintilerin Yönetimindeki Verimlilikler	Akıllı sayaçlar otomatik kesinti bildirimleri, kesinti lokasyon bilgisi gibi bilgiler sağlayacak olup, elektrik geri döndüğünde de duruma dair bildirim gönderecektir.	Akıllı sayaç programı ile alakalı faydalar; kesintilerin giderilmesi için süre artışı, yanlış kesinti ihbarları için bölge ziyaretlerinde azalmalar, iç kısımdan kaynaklanan kesintilerin hızlıca tespit ve tedavisi ve artan müşteri memnuniyeti gibi noktaları kapsamaktadır. Müşter hizmetleri aramalarında

Uygulama	İşlevselliğin Açıklanması	Faydalar
Çağrı Merkezi ve Faturalandırma	Akıllı sayaçlar sayesinde müşteriler tarafından gerçekleştirilen tahmini fatura bilgisi ve sayaç okuma erişim ayarlamaları gibi konuları kapsayan müşteri hizmetleri aramaları azalacaktır. Ayrıca, çağrı merkezi çalışanları da sayaç okumaları, faturalandırma, ödemeler ve enerji tasarrufu gibi konularda müşterilerin sorularını cevaplayabilmek adına çok daha fazla bilgi sahibi olacaktır.	azalma Çağrı merkezi maliyetlerinin azalması.
Kayıp-Kaçak Tespiti	Kayıp kaçak tespit çözümü, kayıp ve kaçağın nerede vuku bulduğunun hızlıca tespit edilebilmesi için dağıtım sisteminde yapılan ölçüm, iş analizleri ve geliştirilmiş bir topoloji modelini içermektedir. Bu arttırılmış otomasyon dağıtım Şirketlerindeki kaçakların tespiti için kamudan gelecek ihbarları baz alma prensibinden, sistem tarafından şüpheli aktivitelerin tespiti prensibine yöneltecektir.	Enerji ve kapasite korumasının doğurduğu faydalar; kaçak kullanımın engellenmesi yoluyla elde edilen ek gelir, çalınan enerjinin ve yapılan soruşturmanın maliyetlerinin ilgili kişiye fatura edilmesi. Akıllı sayaçlar ayrıca yetkisiz biri tarafından elle müdahaleye maruz kalması durumunda dağıtım şirketlerini haberdar edecek bir alarm mekanizmasına sahiptir.

Tablo 8’de faydalar sayısal bir şekilde gösterilmemiştir. Yukarıdaki tablo akıllı sayaç altyapısının faaliyete geçirilmesinin olası fayda ve maliyetlerini ana hatlarıyla listelemektedir. CBA çerçevesinde DNV GL aşağıdaki maliyet ve fayda kalemlerinin finansal etkisini sayısal bir hale dönüştürmüştür:

Tablo 10: Temel olası maliyet ve fayda kalemleri

Maliyetler	Fayda/maliyetin nicelleştirilmesi	Kalem
Yatırıma dair satın almaların yapılması ve elektrik sayaçlarının takılması	Altyapıya yapılan yatırımlar	CB1
Yatırım altyapısı (komünikasyon)		CB2
Faydalar		
Sayaç okuma maliyetinin azaltılması	Akıllı sayaçla yapılan tasarruflar Güç kesintilerinin sayısının ve süresinin azalması	CB3
Çağrı merkezi maliyetinin azaltılması		CB4
Kayıp-Kaçak elektriğin kontrol altına alınması		CB5
Fatura ödemeyen hatların kontrol altına alınması		CB6
Elektrik kesintilerinin kontrol altına alınması		CB7
Hakedişler (Yalnızca ortalama hesaplamaları için)	Akıllı sayaç sistemi uygulamaya girdiğinde hak edişlerde meydana gelecek değişikliklerin hesaplanması	CB8

Bu CBA’da üzerinde çalışılan her bir alternatif için yalnızca CB1 ve CB2 kalemlerinin maliyeti ve faydası değişiklik gösterecek olup, CB2’deki değişiklikler daha da detaylandırılacaktır. CB8 fayda maliyet kalemi yalnızca Alternatif Ortalama(ALT Average) hesaplamasında kullanılmıştır.

Hesaplamalar açısından bakacak olursak; akıllı sayaç altyapısı devreye sokulduğunda sayaç okuma maliyetlerinin düşeceğini söyleyebiliriz. Sayaç okuma maliyetlerindeki değişiklikler, manuel sayaç okuma ve otomatik sayaç okuma metodları karşılaştırılarak verilmiştir. Sayaç okuma maliyetleri, daha sonra irdelenecek olan beş farklı alternatifte kullanılan değişik teknolojilerden bağımsız olarak azalmaktadır.

Ayrıca çağrı merkezi maliyetlerinde de düşüş beklenmektedir. DNV GL bu rakamın düşmesini sağlayacak şeyin yanlış ölçümlerden şikayetçi olan müşterilerin şikayetlerinin azalacak olması olduğunu varsayıyor.

11.3 Girilen Verilerinin Tanımı ve Önerilen Modelleme Varsayımı

Maliyet ve fayda analizinde kullanılacak olan girdi verilerinin seçilmesi ve tanımlanması ve bu maliyet ve faydaların gelecekteki gelişimi CBA'nın sonucunu önceden belirleyebilir. Bu sebeple veri seçilimi ve tanımlama süreçler esnasında herhangi bir önyargının bulunmaması, belirli bir akıllı sayaç altyapısı sistemine karşı oluşabilecek yanlış bir yatkınlığın engellenmesi açısından oldukça ciddi bir önem arz etmektedir.

Belirli bazı değerlerde ve girdi parametrelerinin gelecekte yaşayacağı gelişmelerde kullanılan varsayımlar bazı maliyet ve faydaların gelecekteki oluşma ihtimalini ve bu ihtimalin kapsamını belirleyecektir. Dahası model parametrelerine dair varsayımlar, modelleme periyodunun detayları ve şimdiki değer hesaplanmasında kullanılan enflasyon oranı dahil olmak üzere, CBA'nın sonucuna çok ciddi bir şekilde etki edecek oldukça önemli parametrelerdir.

Bir CBA çerçevesinden akıllı sayaç altyapılarının uygulanması senaryolarını değerlendirirken, özellikle aşağıdaki alanlarda tanımlamalar ve varsayımlar yapılmak durumundadır:

1. 4 Dağıtım Şirketi tarafından sağlanan maliyet verileri
2. Akıllı sayaçlarla alakalı maliyetler ve bu maliyetlerin gelecekteki gelişimi
3. Kullanılacak ürünlerin teknik ve ekonomik ömürleri
4. Model parametrelerinde kullanılan varsayımlar
5. Senaryolar.

11.3.1 Dağıtım şirketleri tarafından sağlanan maliyet verileri

Bütün fiyatlar mevcut kur kullanılarak ulusal para birimi olan Türk Lirasına(TL) çevirilmiştir.⁷ Verilerin ve şekillerin geneli Dağıtım şirketleri tarafından (bu durumda 4 dağıtım şirketi) doldurulmuş olan anketlere verilen cevaplardan elde edilmiştir, ancak bütün veri kalemleri her katılımcı tarafından doldurulmamıştır ve bu sebeple bazı veriler eksik ya da tutarsız olabilir. dağıtım şirketi tarafından farklı bölgeler için gönderilen cevaplar ve şekiller belirli değerlendirmelere tabi tutulacak ve bunun sonucunda 4 dağıtım şirketinin tamamını analiz eden genel bir figür ortaya konacaktır. Eğer diğer bütün Dağıtım şirketleri tarafından

⁷ 2016-06-22'den itibaren kur fiyatı, 1 Euro = 3,2768 TL / 1 US Dollar = 2,8725 TL. (kaynak: https://www.db-markets.com/#fx_rates/db_settlementrates)

cevabı verilmiş bir soruya cevap verilmemişse, diğer Dağıtım şirketleri ın ortalaması 4 dağıtım şirketi için kullanılacaktır. Bu noktada, bu analizin geleceğin teknolojilerine odaklanılabilmesi adına yüksek seviyeli bir CBA olduğunu belirtmek isteriz. S-FSK ve DCSK teknolojileri bu CBA çalışması kapsamında alternatif olarak değerlendirilmemiştir. Temel değerler Tablo 32’de listelenmiştir.

Table 11: Değerlendirmede kullanılan ortalama maliyet ve fiyatlar

Veri	Değer
4 Dağıtım şirketi bölgesindeki takılı olan sayaç sayısı	9.426.989
Eski sayaçların maliyeti	1 ph 19,54 TL 3ph 43,05 TL 3ph kombi 82,10 TL
Sayaç başına kurulum maliyeti (rapordaki tüm “yerleştirme” ifadeleri “kurulum” olarak düzeltilmeli)	19,57 TL
Akıllı sayaç yerleştirme maliyeti (Proje başlangıcından itibaren ilk dört yıl)⁸	19.57 TL + 20%
Eski sistemin yıllık bakım maliyeti	500.972 TL
İndirim yüzdesi	15%
Teknik ömürWACC	7,97%
Ortalama enflasyon oranı (Ekipman)	5 %
Ortalama enflasyon oranı (Maaşlar)	6 %
Yeni bağlantıların yıllık büyüme oranı	2,7 %

⁸ İlk dört yıl boyunca kurulan akıllı sayaçların maliyeti eski fiyattan %20 daha pahalı olacaktır.

Veri	Değer
Elektrik fiyatı (TL/kWh)	0,2205
Elektrik fiyatının yıllık artış oranı	2,20%
Ortalama DC yerleştirme maliyeti ⁹	1.400,05
Ortalama DC satın alma maliyeti ¹⁰	2.004,90
Trafo sayısı	62210
Router satın alma maliyeti ¹¹	196,61 TL
DC ekipmanı satın alma maliyeti (indirimli)	204,00 TL
Sayaçlar için ekstra olarak satın alınan ekipmanların maliyeti (indirimli)	204,00 TL
Her bir sayacın okunması için maaş maliyeti (4 DAĞITIM ŞİRKETİ ortalaması 2016)	6,79 TL
Sayaç başı sayaç yerleştirme maaş maliyeti	21,00 TL
Eski sayaçlarla alakalı hizmet satın alımı	1- ph 20,22 TL
Eski sayaçlarda açma kapama maliyeti ¹²	22,30 TL
Akıllı MDM satın alım maliyeti	7.691.118,75 TL
Mevcut MDM bakım maliyeti	4.590.000,00 TL
Danışmanlık maliyeti(Sistem entegrasyonu)	278.528,00 TL
Ortalama sayaç okuma maliyeti	2,28 TL

⁹ Ortalama kurulum maliyeti Dağıtım Şirketleri tarafından ankete verilen cevaplardan elde edilmiştir(AEDAŞ ve BEDAŞ)

¹⁰ Ortalama DC satın alma maliyeti ihale sürecinde kullanılan şekillerden elde edilmiştir ve %15'lik indirim oranına tabi tutulmuştur.

¹¹ Router için ortalama fiyat DNV GL'nin kendi tecrübeleri baz alınarak hesaplanmıştır. Bir Router'in fiyatı 60 EURO'dur.

¹² Kaynak: BEDAŞ'ın verdiği cevaplar

Veri	Değer
Çağrı merkezi maliyeti	800.000 TL
Akıllı sayaç satın alımı (ortalama)	274,18 TL

11.3.2 İlgili maliyetler ve bunların gelecekteki gelişimi

Gelecekteki masraflar ve fiyatlar projenin değerlendirilmesi hususunda ciddi bir öneme sahip olacaktır. Yukarıda bahsi geçen kalemlerle alakalı bütün maliyetler ya da ödemeler enflasyon oranında büyümeye tabi tutulacaktır. Bu oran Dünya Bankası tarafından yayınlanan verilere bağlı olarak kullanılacaktır. Ayrıca Tablo 33'te gösterilen değerler son 7 yıldaki enflasyon ortalamalarıdır (2009-2015). İlgili ve kullanılan enflasyon faktörü, ekipmanlar için %5, maaşlar için %6 olarak belirlenmiştir çünkü akıllı sayaçların, veri yoğunlaştırıcıların, ekipmanların ve maaşların yıllık fiyat artışı birbirleriyle aynı seviyede olmayacaktır. Enflasyon faktörünün yarattığı etki duyarlılık analizinde hesaplanacaktır.

Tablo 12 Fiyat endeksleri ve değerlendirmede kullanılan yıllık artışlar

Fiyat endeksi	Yıllık enflasyon oranı (%)
Enflasyon oranı (2009-2015 yılları arasındaki ortalama değer) ¹³	6,9%

Ortaya konan modelin basitliğini korumak adına DNV GL elektrik talebindeki, dağıtım ve iletim ücretlerindeki varyasyonu hesaba katmadı ve bütün bunları basitleştirerek hesaplamalarda belirlenen yıllık enflasyon oranını kullandı.

11.3.3 Teknik ömür

Akıllı Sayaç Altyapı sisteminin kurulması ile alakalı ekipmanların teknik ömrü ile alakalı hesaplar yaparken DNV GL hesaplamalarını 10 yıllık teknik ömür üzerinden yürütmektedir. Bu süre ayrıca bir sayacın yeniden kalibre edilmesi gerekliliğinin Türk yasalarına göre hasil

¹³ Kaynak: Dünya Bankası (21.07.2016; <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.DEFL.KD.ZG?locations=TR>)

olduğu süredir ve dağıtım şirketlerinde uygulanan teamüllere göre bu noktadan sonra sayaçların değiştirilmesi gerekir.

11.3.4 Model parametrelerinde yapılan varsayımlar

Tablo 34'te Fayda Maliyet değerlendirmesinde kullanılan model parametrelerine ait temel varsayımların listesini görebilirsiniz.

Tablo 13 Model parametrelerinde yapılan temel varsayımlar

Model parametresi	Varsayım
Ortalama yeniden monte etme oranı	10%
Akıllı sayaçların kullanımıyla engellenen kaçak kullanım	25%
Akıllı sayaçlar sayesinde oluşan tasarruf	50%
Teknik ömür	10 yıl
Ekonomik ömür	10 yıl
Yenileme çalışmalarının başlangıç tarihi	2018
Yenileme çalışmalarının bitiş tarihi	2032
Baz yıl (Şimdiki değer hesabı için)	2016
Yıl içerisindeki okuma aralığı sayısı	12
Kaçak oranı	2,10%
Teknik enerji kaybı	7,50%
Yeniden yerleştirme oranı	10,00%
Kapatma/açma oranı	8,20%
Ortalama ödenmeyen fatura(ay)	1,5
Yıllık elektrik tüketiminin ödenmeyen kısmı	13%

Akıllı sayaçlarla yapılan ölçümlerde ortaya çıkan parametre kayıtları Dağıtım şirketinin akıllı sayaç uygulamasına başlamasıyla birlikte kaçak kullanılan elektriğin %50'sini engelleyebileceğini ortaya koymaktadır. Bu DNV GL'ni tecrübelerine bağlı olarak yapılan oldukça ayağı yere basan bir varsayım. Akıllı sayaç sayesinde kaçak elektrikten yapılan tasarruf parametresi Dağıtım şirketinin kayıp paranın tamamını durumu kanıtlayarak belirli resmi başvurularda bulunmadan kolaylıkla tahsil edemeyeceğini tasvir etmek için kullanılmıştır. Bu paraların %25'inin geri alınabileceği hesaplanmıştır. DNV GL bu varsayımsal değeri diğer projelerde de kullanmaktadır.

11.4 Senaryolar

Ekonomik bir Fayda Maliyet analizi yalnızca belirli bir uygulama senaryosunun olası sonuçlarını ölçmekle sınırlı kalmamalı, farklı senaryoları net faydaları çerçevesinde karşılaştırmalıdır. Senaryolar seçilmiş bir çeşit Akıllı Sayaç Altyapısı kurmanın mevcut Statükoyla(Yani bir Akıllı Sayaç Altyapısı kurmayıp mevcut sayaç altyapısının korunarak devam edilmesi) karşılaştırıldığında sağlayacağı marjinal faydayı ölçmelidir. Ancak CBA uygulamasında mevcut durumun hep bugünkü şekilde kalacağını hesaplamak yanlış bir yaklaşım olacağından statüko senaryosundaki girdi parametrelerine de gelecekte oluşabilecek gelişmelere dair eklemeler yapılmalıdır.

Bu bölümde akıllı sayaç uygulamasının yapılması hususunda iki senaryoyu tanımladık, ikinci senaryoda beş farklı alternatif bulunurken ilk senaryo ise mevcut durumun korunması üzerine tanımlanıyor. İkinci senaryonun beşe ayrılma sebebi ise akıllı sayaç sisteminin dört farklı teknolojiye bağlı olarak kurulabileceği ihtimaller, ikinci senaryonun beşinci alternatifi ise bütün teknolojilerin ortalaması olarak karşımıza çıkıyor.

Senaryolar aşağıdaki gibidir:

- 1 **Senaryo 1 Şu anda sürmekte olan modelin devamı (BaU):** Operasyonlarda şu anki sistem kullanılır ve herhangi bir değişiklik yapılmaz, sistem aşına olunan şekliyle çalışmaya devam eder. Bu opsiyonda 8.2 bölümünde belirtilen akıllı sayaç altyapısı kurmanın getireceği faydalar bulunmaz.

Bu senaryo diğer opsiyonların karşılaştırılabilmesi adına baz olarak alınmıştır. Çeşitli alternatiflerin hesaplanması sırasında şu anda sürmekte olan modelin devamı durumu uygulanan yeni teknolojilerle karşılaştırılır. 2016 ve 2017 yılına ait maliyetler gözardı edilecektir. Bu senaryo bağımsız olarak tanımlanmamıştır.

- 2 **Senaryo 2, Alternatif 1 (ALT) BPL:** Eski sayaç sistemi BPL sayaç özelliklerine sahip yeni bir akıllı sayaç altyapısıyla değiştirilir.¹⁴
- 3 **Senaryo 2, ALT 2 OFDM:** Eski sayaç sistemi OFDM sayaç özelliklerine sahip yeni bir akıllı sayaç altyapısıyla değiştirilir.¹⁵
- 4 **Senaryo 2, ALT 3 RF:** Eski sayaç sistemi RF sayaç özelliklerine sahip yeni bir akıllı sayaç altyapısıyla değiştirilir.¹⁶
- 5 **Senaryo 2, ALT 4 Hibrid:** Eski sayaç sistemi BPL sayaç özelliklerine sahip yeni bir akıllı sayaç altyapısıyla değiştirilir.¹⁷
- 6 **Senaryo 2, ALT 5 Ortalama:** Eski sayaç sistemi, fiyatı ilgili donanım ve kurulum maliyetlerinin ortalaması olan bir fiyatla yeni bir akıllı sayaç altyapısıyla değiştirilir. Bu alternatifin sunmak istediği asıl şey yeni ve eski sayaç altyapılarının arasındaki hakediş ödemesi farklılıklarını ortaya koymaktır. Bu referans alternatifte bütün fiyatlar ve şekiller ortalama alınarak bulunmuştur.

Bu referans alternatifte çeşitli parametrelerle alakalı duyarlılık analizleri yapılmıştır.

Hesaplamalar, senaryoların 2018 yılının başında yürürlüğe girip 2030 yılının sonunda tamamlanması varsayımı üzerine yapılmıştır. Yeni altyapının sunulması üç adım ile modellenmiştir:

Adım 1: 2018-2020 yılları arasında Endüstriyel/ticari müşterilerin 50 %'si

Adım 2: 2021-2025 yılları arasında Endüstriyel/ticari müşterilerin 50 %'si ve mesken müşterilerinin %60'ı

Adım 3: 2026-2030 mesken müşterilerinin %40'ı.

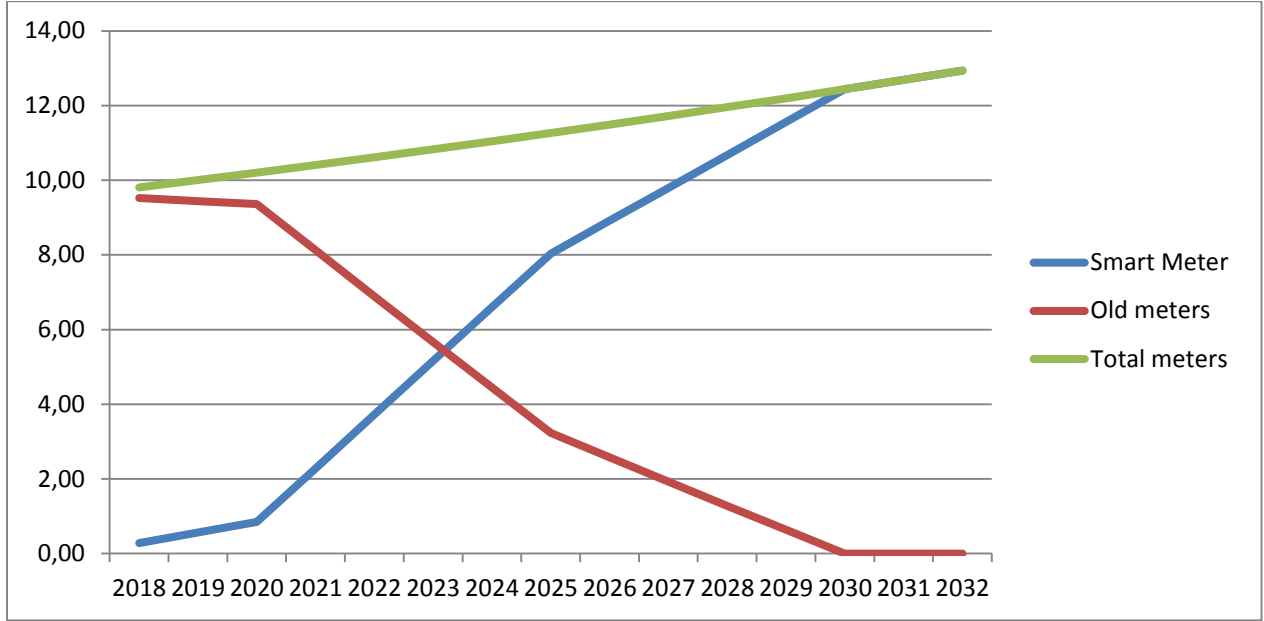
Ayrıca parçaların 10 yıllık ömrü göz önüne alındığında akıllı sayaçların ve DC'lerin değişimine 2029 yılından itibaren başlanması ciddi bir önem arz etmektedir.

¹⁴ Çeşitli teknolojiler bölüm 4.2'de anlatılmıştır.

¹⁵ cf. ibid, bölüm 4.2

¹⁶ cf. ibid, bölüm 4.2

¹⁷ cf. ibid, bölüm 4.2



Şekil 84: Sayaçların sayısındaki gelişim yatkınlığı

Şekil 35 4 DAĞITIM ŞİRKETİ bölgesinde beklenen sayaç artış trendini açıklamaktadır. Toplamda 15,04 milyon sayaç 2032 yılı itibariyle değiştirilmiş olacaktır, bağlantı sayıları ciddi bir biçimde artarak 14 milyona ulaşacak ve bütün eski sayaçlar yeni akıllı sayaçlarla değiştirilecektir.

Bütün alternatiflerde akıllı sayaç altyapısı ve bu altyapıdan doğan basit işlevsellikler mevcuttur, dolayısıyla akıllı sayaç altyapılarının yerleştirilmesinden doğan faydalar burada göz ardı edilmiş olup sadece akıllı sayaç altyapısının yerleştirilmesinden doğan tasarruflarla alakalı faydalar farklı akıllı sayaç altyapı yatırımları arasında karşılaştırılmıştır.

Her bir alternatif için donanım, yazılım ve kurulum hizmetlerinin maliyeti hesaplanacaktır. Bu fiyatlar tedarikçinin teklifi ve DNV GL'nin geçmiş tecrübeleri baz alınarak tahmin edilmiştir. Bu maliyetlerin öngörülen maliyetler olduğu göz önünde bulundurulmalı ve herhangi bir spesifik ihalenin tanımlanmadığının altı çizilmelidir.

Bu bağlamda, toplam maliyetler aşağıdaki kalemlerin toplamı sonucu elde edilmiştir. Bu durumda aşağıdaki kalemler listelenmiştir. Ortaya çıkan faydaların belirlenebilmesi açısından aşağıdaki kalemler ayrıca karşılaştırılacaktır:

- Eski sayaçların yeniden kurulum maliyeti,
- Eski sayaçların yeniden kurulum satın alma maliyeti,

- c) Sistemi eski sayaçlarla sürdürmenin maliyeti,
- d) Eski sayaçlarda açma kapama maliyeti
- e) Sayaç okuma maliyeti
- f) Çağrı merkezi maliyeti
- g) Kayıp-kaçak maliyeti
- h) Elektrik kesintilerinin maliyeti
- i) Eski sistem için ödenen ücretler???

Fayda Maliyet analizinin kalemleri farklı değer kullanılmasıyla hesaplanan maliyet faktörlerinin göz önüne alınması ile hesaplanmaktadır.

Tablo 14: CB1 maliyet kalemleri

CB 1	Yatırım satınalma ve elektrik sayaçlarının yerleştirilmesi
	Eski sayaçların ticari alanlara yeniden yerleştirilme maliyeti
	Eski sayaçların kentsel bölgelerdeki meskenlere yeniden yerleştirilme maliyeti
	Eski sayaçların kırsal bölgelerdeki meskenlere yeniden yerleştirilme maliyeti
	Eski sayaçların yerleştirilmek üzere satın alma maliyeti

Tablo 15: CB2 maliyet kalemleri

CB2	Altyapı Yatırımı
	Eski sayaçlar için mevcut sistemin bakım maliyeti

Tablo 16. CB3 maliyet kalemleri

CB 3	Sayaç okuma maliyeti
	Kentsel bölgede sayaç okuma maliyeti(u)
	Kırsal bölgede sayaç okuma maliyeti(r)
	Ticari bölgede sayaç okuma maliyeti(c)

Hesaplamalara baz teşkil etmesi açısından akıllı sayaç altyapısının kurulmasının sayaç okuma maliyetlerini azaltacağı beklenmektedir. Sayaç okuma maliyetlerindeki farklılıklar manuel ve otomatik sayaç okuma metodlarına göre verilmiştir. Azalan sayaç okuma maliyetleri farklı teknolojilerden bağımsız bir durumdadır ve bu durum beş farklı alternatif kapsamında araştırılacaktır.

Okuma maliyetlerinin hesaplanmasında; bir sayacın yılda 12 kez okunması(ortalama fiyat 2,28 TL), enflasyon oranı ve bağlantıların büyüme oranı kullanılmaktadır.

Tablo 17: CB4 maliyet kalemleri

CB 4	Çağrı merkezi maliyeti
	Çağrı merkezi maliyeti

Tablo 18: CB5 maliyet kalemleri

CB 5	Kaçak elektrik kullanımının kontrol edilmesi
	Kaçak kullanım maliyeti u
	Kaçak kullanım maliyeti r
	Kaçak kullanım maliyeti c

Tablo 19: CB6 maliyet kalemleri

CB 6	Yapılmayan ödemelerin kontrol edilmesi
	Ticari sayaçların açma/kesme maliyeti
	Kentsel mesken sayaçlarının açma/kesme maliyeti
	Kırsal mesken sayaçlarının açma/kesme maliyeti

Tablo 20: CB7 maliyet kalemleri

CB 7	Elektrik kesintilerinin kontrol edilmesi
	Elektrik kesintisi maliyeti u
	Elektrik kesintisi maliyeti r
	Elektrik kesintisi maliyeti c

Tablo 21: CB8 maliyet kalemleri

CB 8	Ölçümler için ödenecek ücretler
	Eski sayaçların montajı için ödenecek ücretler
	Eski sayaçların satın alınması için ödenecek ücretler(tümü)
	Eski sayaçların açılması/kapanması için ödenecek ücretler
	Eski sayaçların okunması için ödenecek ücretler

11.5 Fayda ve Maliyetin Değerlendirilmesi

11.5.1 Alternatif BPL

Beş farklı alternatif senaryo için aşağıda yapılan Net Şimdiki Değer hesaplamaları yalnızca CB1 ve CB2a-e yatırım parametrelerindeki değişikliklere bağlı olarak değişmektedir. Maliyet parametreleri sabitlendiğinden ALT Ortalama'da ayrıca hizmet bedelleri de dahil edilmiştir. Örneğin şu anda sürmekte olan modelin devamı ile akıllı sayaç altyapısı arasında oluşan farkın sebebi akıllı sayaç altyapısında kullanılan farklı teknolojiler değil akıllı sayaç altyapısının bizzat kendisidir. BPL teknolojisi de uygulansa, RF teknolojisi de uygulansa harcanan efor örneğin; sayaç okuma maliyeti ya da çağrı merkezi maliyeti sabit kalacaktır.

DNV GL'nin fayda-maliyet analizi sonucunda elde edileceği öngörülen net faydalar Tablo 43'te gösterilmiştir. Farklı Fayda-Maliyet (CB) kalemleri için yapılan hesaplamaların sonuçları Milyon Türk Lirası (MTL) birimi ile gösterilmiştir

Tablo 22: ALT BPL İçin Şimdiki Değer

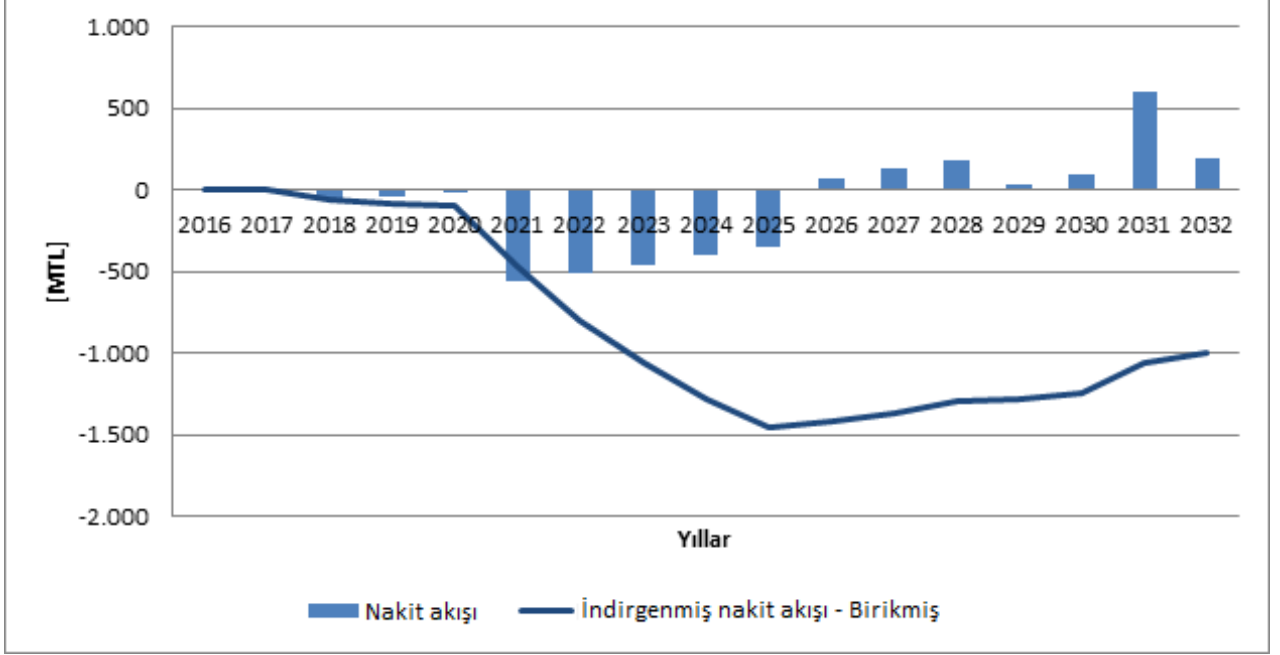
Şimdiki değerler	Birim	Değer	Faydanın yzdesi
CB 1 Elektrik sayacı tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-4.058	0,00%
CB 2 a Altyapı yatırımı	MTL	-218	0,00%
CB 3 Sayaç okuma maliyeti	MTL	2.412	73,61%
CB 4 ağrı merkezi maliyeti	MTL	9	0,27%
CB 5 Kaçak elektrik kullanımı ve kaçak kullanım (kar) idaresi	MTL	652	19,89%
CB 6 Temerrütlerin idaresi	MTL	119	3,63%
CB 7 Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	86	2,61%
NPV Net Güncel Değer	MTL	-998,84	
İ Karlılık Oranı (IRR)		-7,75%	

BPL alternatifinin uygulanmasının doęuracaęı en temel fayda sayaç okuma(CB 3) ve kaçak elektrik kullanımının yarattıęı maliyetlerdeki(CB 5) dűűű olarak göze çarpmaktadır.

Biriken nakit akıűlarının evrimi gözlemlenirken projenin başabaű noktasına ulaşamadıęı görülebilir, çünkü ilgili bileűenlerin(sayaçlar ve veri yoęunlaűtırıcılar) maliyeti ve yerleűtirme maliyetleri pozitif bir İç Karlılık Oranı ortaya koymuyor.

BPL teknolojili akıllı sayaç altyapısı için yapılacak yatırım hesaplanan diğer alternatiflere göre **en pahalı** yatırım olarak dikkat çekiyor. Yeni bir BPL sayaç altyapısına yapılan yatırımlar ve BPL sayaçların genel olarak yüksek fiyatlı olması negatif NPV değerinin ortaya çıkma sebepleri olarak gösterilebilir. Ekonomik bir bakıű açıűıyla bakıldığında, tamamıyla BPL teknolojisiyle donatılmıű bir sisteme yapılacak yatırımlar yeniden gözden geçirilmelidir, DNV GL heterojen bir sayaç altyapısı oluűturulması adına planlanan tam proje başlangıcı için

gerekli olan şeylerin yeniden gözden geçirilmesini tavsiye etmektedir. Bu tavsiye sonucunda ortaya çıkacak kararda BPL belirli bir miktardaki müşteriler tarafından kullanılabilir.



Şekil 85: ALT BPL'nin yarattığı nakit akışı

Girdi parametrelerinin nominal değerleri baz alındığında net şimdiki değer yaklaşık olarak -998 milyon TL. İskonto edilmiş nakit akışları Şekil 36'da görülmektedir. Bu şekil iskonto edilmiş değerleri baz alarak projenin 15 yıllık süresi içerisinde net şimdiki değerinin pozitif olmadığını gösteriyor. Bu süre geleneksel yatırım süresi olan 25 yıl ile mukayyese edildiğinde kısa bir süre olarak göze çarpıyor. Örneğin bazı Avrupa ülkelerinde(örneğin Hollanda, Almanya ya da İsveç) NPV değeri 20 ya da 25 yıl sonunda pozitif bir noktaya ulaşıyor.

Gözardı edilemeyecek bir etkiye göre de proje başladıktan 10 yıl sonra yani 2029 yılından itibaren sayaçların yeniden yerleştirilmesi işlemi başlıyor. Bu eski ve yeni sayaçların satın alım ve kurulum maliyetleri NPV değerinin hızla pozitif bir noktaya çıkmasını engellemektedir.

11.5.2 Alternatif OFDM (G3-PLC ve PRIME)

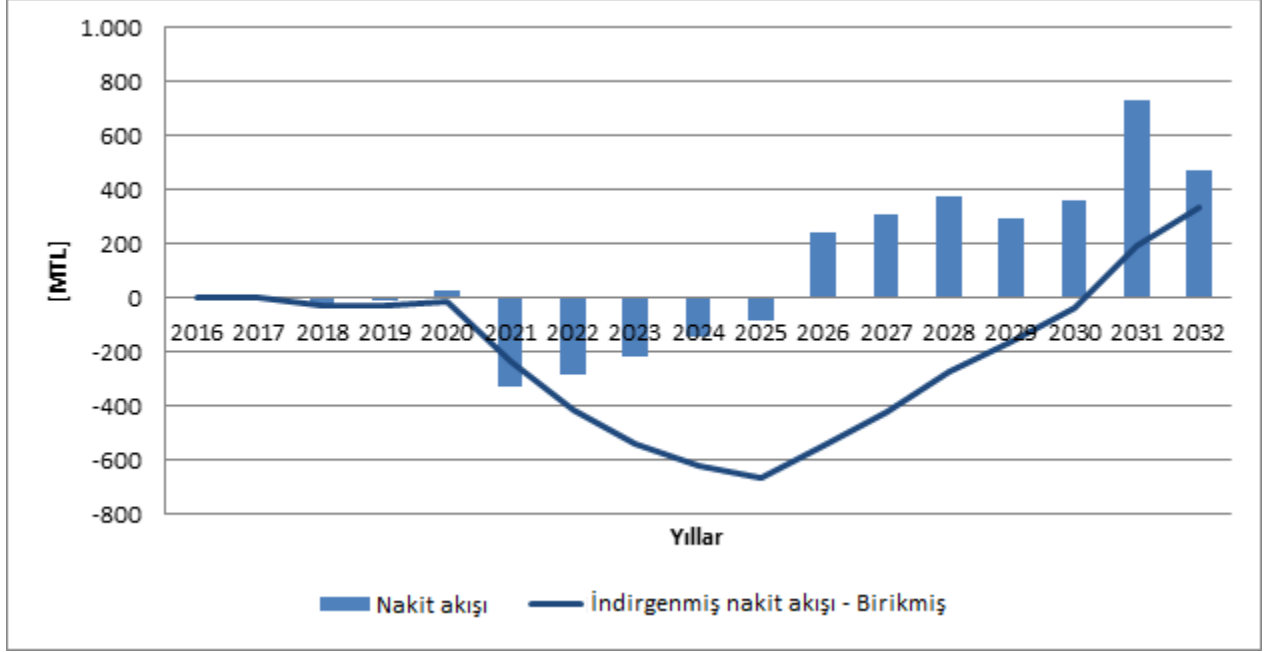
DNV GL'nin fayda-maliyet analizinde elde edilen net faydalar Tablo 44'te görülmektedir.

Tablo 23: ALT OFDM için şimdiki değerler

Şimdiki değerler		Birim	Değer	Faydanın yüzdesi
CB 1	Elektrik sayacı tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-2.717	0,00%
CB 2 b	Altyapı yatırımı	MTL	-228	0,00%
CB 3	Sayaç okuma maliyeti	MTL	2.412	73,61%
CB 4	Çağrı merkezi maliyeti	MTL	9	0,27%
CB 5	Kaçak elektrik kullanımı ve kaçak kullanım (kar) idaresi	MTL	652	19,89%
CB 6	Temerrütlerin idaresi	MTL	119	3,63%
CB 7	Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	86	2,61%
NPV	Net Güncel Değer	MTL	332	
	İç Karlılık Oranı (IRR)		14%	

OFDM alternatifinin uygulanmasının sağlayacağı temel ekonomik faydalar diğer alternatiflerde de olduğu gibi sayaç okuma maliyetlerindeki(CB 3) ve kaçak elektrik kullanım maliyetlerindeki(CB 5) azalmayla karşımıza çıkıyor. Biriken nakit akışlarının evrimi gözlemlenirken, projenin başabaş noktasına 2030 yılında yani neredeyse projenin tamamlandığı tarihte ulaştığı göze çarpıyor. Diğer alternatif teknolojilerle karşılaştırıldığında, OFDM veri yoğunlaştırıcıların satın alınması ve yerleştirilmesiyle alakalı maliyetler en yüksek seviyede ancak bu teknolojiye ait bileşenlerin yerleştirme maliyeti neredeyse göz ardı edilecek kadar düşüktür ve bu sebeple İç Karlılık oranı %14 seviyesinde seyrediyor. Ne var ki OFDM sayaçların satın alım ve yerleştirme maliyetleri diğer teknolojilere göre en düşük seviyede. Bu durumda ekonomik bir bakış açısıyla bakıldığında OFDM en doğru alternatif

olarak göze çarpıyor. Olayı stratejik açıdan değerlendirdiğimizde farklı bölge ve alanlardaki teknik gereksinimleri ve işbu teknolojinin performansını göz önünde bulundurmamız gerekmektedir. Duyarlılık analizinde yapılacak incelemeler belirli bazı parametrelerin hangi metodun kullanılacağına karar verilmesi hususunda çok önemli bir rol oynadığını bizlere gösterecek.



Şekil 86: ALT OFDM için nakit akışı

11.5.3 Alternatif RF

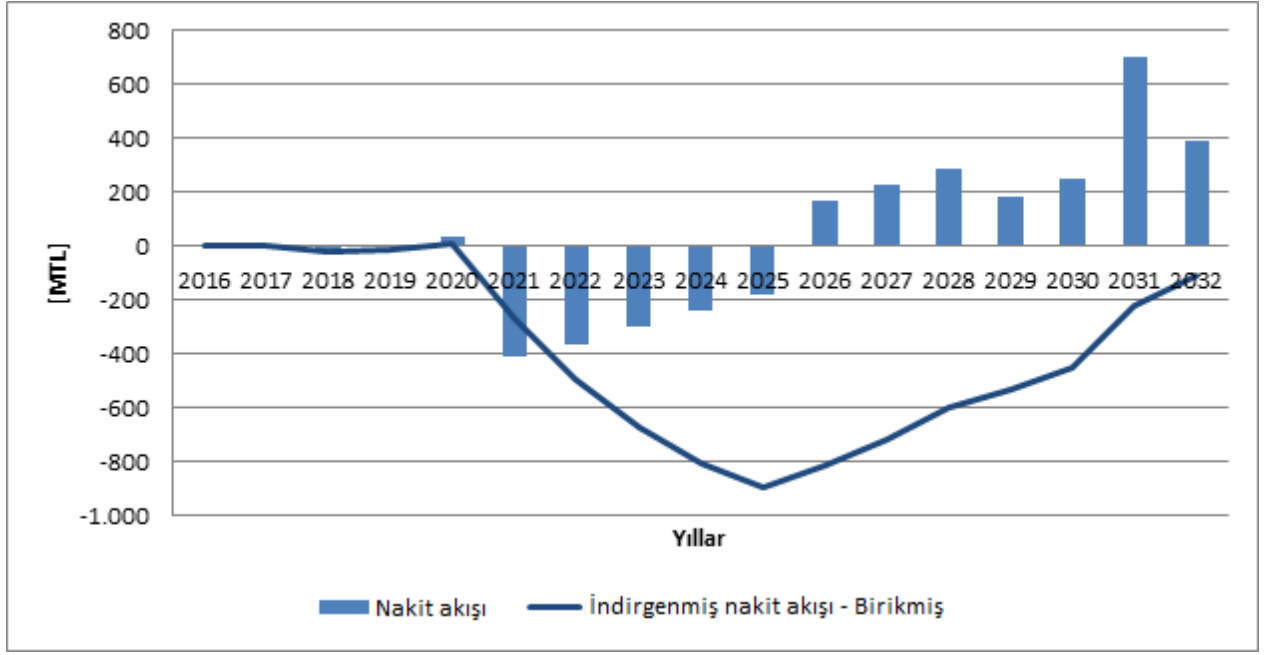
DNV GL'nin fayda-maliyet analizinde elde edilen net faydalar Tablo 44'te görülmektedir.

Tablo 24: ALT RF için güncel değerler

Şimdiki değerler	Birim	Değer	Faydanın yüzdesi
CB 1 Elektrik sayacı tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-3.204	0,00%
CB 2 Altyapı yatırımı	MTL	-182	0,00%
CB 3 Sayaç okuma maliyeti	MTL	2.412	73,61%

CB 4	Çağrı merkezi maliyeti	MTL	9	0,27%
CB 5	Kaçak elektrik kullanımı ve kaçak kullanım (kar) idaresi	MTL	652	19,89%
CB 6	Temerrütlerin idaresi	MTL	119	3,63%
CB 7	Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	86	2,61%
NPV	Net Güncel Değer	MTL	-110	
	İç Karlılık Oranı (IRR)		6%	

RF alternatifinin uygulanmasının doğuracağı en temel fayda sayaç okuma(CB 3) ve kaçak elektrik kullanımının yarattığı maliyetlerdeki(CB 5) düşüş olarak göze çarpmaktadır. Biriken nakit akışlarının evrimi gözlemlenirken projenin geçerli olduğu süre içerisinde başabaş noktasına ulaşamadığı görülebilir, bunun sebebi her ne kadar altyapı maliyetleri diğer teknolojilere göre, hibrit hariç, düşük olsa da bu teknolojideki sayaç fiyatlarının yüksekliğini karşılayamamaktadır. Diğer bir deyişle DNO'ların bu teknolojiden faydalanabilmesi için sayaç başına hizmet bedeli EPDK tarafından arttırılmalıdır. IRR seviyesi şu ana kadar karşılaştığımız en iyi ikinci değeri göstermektedir ve bu IRR değeri işbu projenin ya da yatırımın cazibesini vurgulamaktadır.



Şekil 87: ALT RF için nakit akışı

11.5.4 Alternatif Hibrit

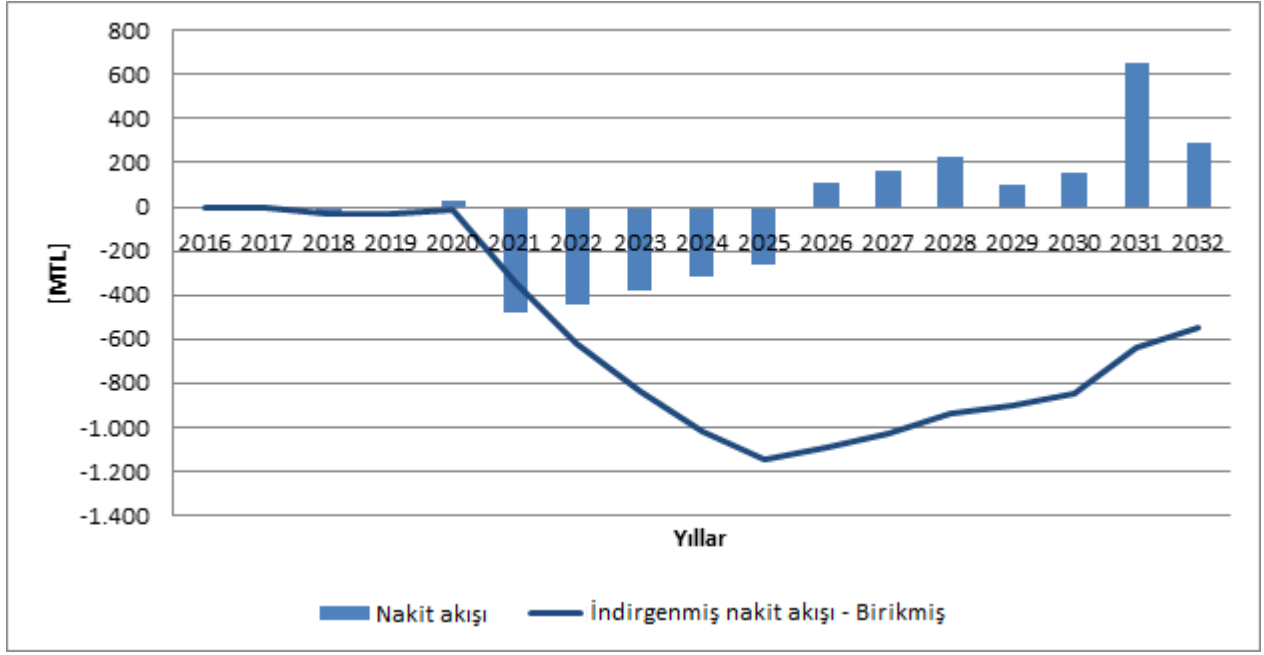
DNV GL' nin fayda-maliyet analizi ile elde edilen net kar Tablo 46' da gösterilmektedir.

Tablo 25: ALT Hibrit için Güncel Değerler

Güncel Değerler		Birim	Değer	Kar Yüzdesi
CB 1	Elektrik sayacı tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-3.662	0,00%
CB 2 d	Altyapı yatırımı	MTL	-167,79	0,00%
CB 3	Sayaç okuma maliyeti	MTL	2.412	73,61%
CB 4	Çağrı merkezi maliyeti	MTL	9	0,27%
CB 5	Kaçak elektrik kullanımı ve kaçak kullanım (kar) idaresi	MTL	652	19,89%
CB 6	Temerrütlerin idaresi	MTL	119	3,63%
CB 7	Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	86	2,61%
NPV	Net Güncel Değer	MTL	-552,48	
	İç Karlılık Oranı (IRR)		-1%	

Hibrit alternatif uygulanmasının başlıca ekonomik faydaları, sayaç okuma maliyetinin (CB 3) ve kaçak kullanımın (CB 5) azaltılması ile ilgilidir.

Birikmiş nakit akışındaki değişim incelendiğinde, bileşenlerin (Hibrit sayaç ve ekipmanlar) maliyetinin OFDM (Dikey Frekans Bölmeli Çoklama) , RF (Radyo Frekansı) veya Ortalama Alternatiften daha yüksek olması sebebiyle, proje için kara geçiş noktasına ulaşamadığı görülebilir. Bu sebeple bu alternatif neredeyse pozitif bir IRR için ilgili değildir.



Şekil 88: ALT Hybrid için Nakit Akışı

11.5.5 Alternatif Ortalama

DNV GL' nin fayda-maliyet analizi ile elde edilen net kar Tablo 25' de gösterilmektedir.

DNV GL'nin fayda-maliyet analizinde, SMI'nın sayaç ve diğer bileşenleri için ortalama bir fiyatla bir alternatif yaratmasının sebebi, PLC/RF arasında doğal bir alternatif sağlamaktır. Bu şekilde, birim fiyattaki fiyat farkı yaygınlaştırmadaki fiyat farkı kadar büyük olmadığından, fayda-maliyet analizi (CBA), sayaç, DC ve diğer bileşenlerin ortalama fiyatı açısından analiz edilebilir.

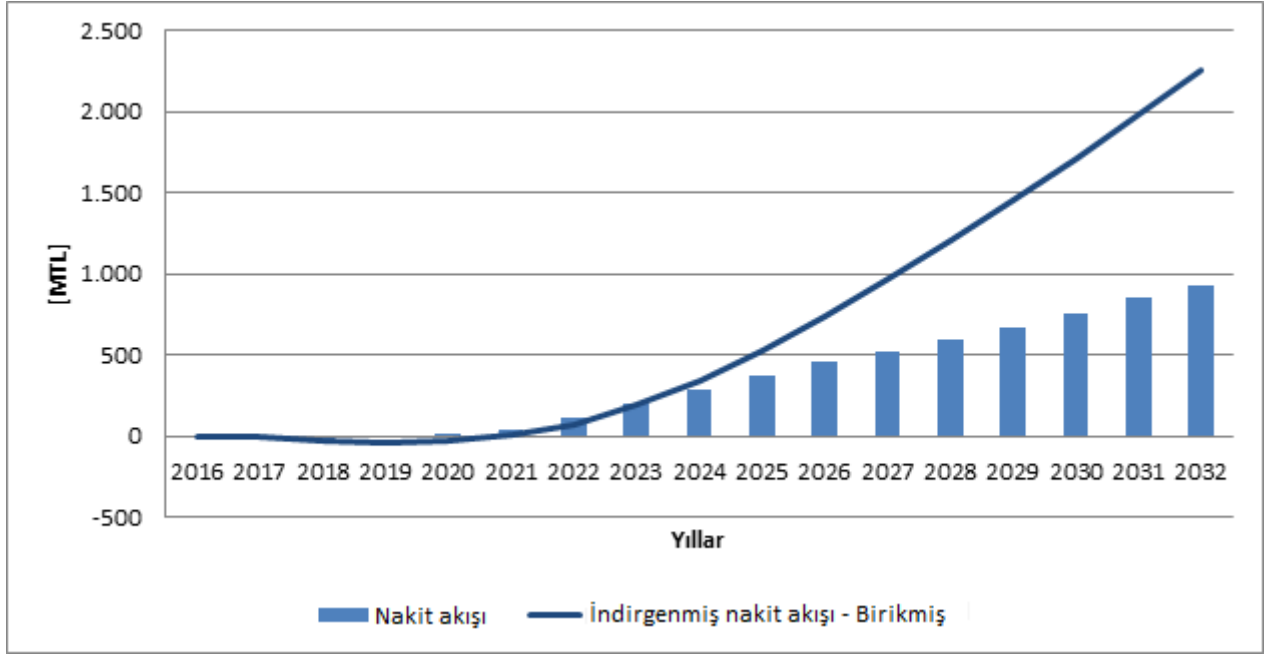
Tablo 26: ALT Ortalama için Güncel Değerler

Güncel Değerler	Birim	Değer	Kar Yüzdesi
CB 1 Elektrik sayacı tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-3.336	0,00%
CB 2 e Altyapı yatırımı	MTL	-206	0,00%
CB 3 Sayaç okuma maliyeti	MTL	2.412	41,64%

CB 4	Çağrı merkezi maliyeti	MTL	9	0,15%
CB 5	Kaçak elektrik kullanımı ve kaçak kullanım (kar) idaresi	MTL	652	11,25%
CB 6	Temerrütlerin idaresi	MTL	119	2,05%
CB 7	Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	86	1,48%
CB 8	Hizmet Bedeli	MTL	2.516	43,43%
NPV	Net Güncel Değer	MTL	2.251	
	IRR		93%	

Ortalama alternatif uygulanmasının başlıca ekonomik faydaları, hizmet bedeli (CB 8), sayaç okuma maliyetinin (CB 3) ve kaçağın (CB 5) azaltılması ile ilgilidir.

Birikmiş nakit akışındaki değişim incelendiğinde, proje için kara geçiş noktasına, yaygınlaştırmanın neredeyse ilk periyodunda, 2021 senesinde ulaşıldığı görülebilir. Bu alternatifteki pozitif yekun değerini sağlayan en önemli faktör CB 8 hizmet bedelidir. Bu durumda, düzenleme kurulunun aşağıda açıklanan gelecekteki yatırımları, EPDK tarafından belirlenen mevcut ücretlendirme kurallarına göre ekstra veya değiştirilmiş bir prim ile ödüllendirdiği simüle edilmektedir.



Şekil 89: ALT Ortalama için Nakit Akışı

Aşağıda Tablo 26' da verilen değerler ALT Ortalamasının hesaplanması için kullanılan değerleri açıklar:

Tablo 27: ALT Ortalama Hesaplaması için Hizmet Bedeli Değerleri

		Birim	Değer
Her bir sayaç için okuma ücreti (4 dağıtım şirketi 2016 ortalaması)		TL	6,79
Sayaç kurulum ücreti (yeni ve eski system)		TL	21
Eski sayaç tedarik ücreti	1-ph	TL	20,22
Eski sayaç tedarik ücreti	3-ph	TL	43,05
Eski sayaç tedarik ücreti	3-ph kombi	TL	82,10

Eski sayaç açma/kesme ücreti	TL	22,30
Yeni sistem sayaç okuma ücreti indirimi	TL	6,79' un %80'i
Akıllı sayaç açma/kesme ücreti	TL	22,30 + akıllı sayaç için büyüme faktörü
Ortalama akıllı sayaç ücreti maliyeti (tüm teknolojiler)	TL	274,17 + ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti

Bu rakamlar göz önüne alındığında, 2.251 Milyon TL değerinde NBD ve % 93 oranında IRR ile yeni hizmet bedeli değerlendirildiğinde halen bir olurluk incelemesi elde edilir.

11.5.6 Duyarlılık Analizi

Sonuçlar için, girdi parametrelerinin şartnamesine göre tanımlanmalı, beklenmesi makul minimum ve maksimum değerlere dayalı bir duyarlılık analizi yapılmalıdır.

Bu göz önüne alındığında, DNV GL temel parametrelerin duyarlılığını değerlendirmek için aşağıdaki üç senaryoyu seçmiştir:

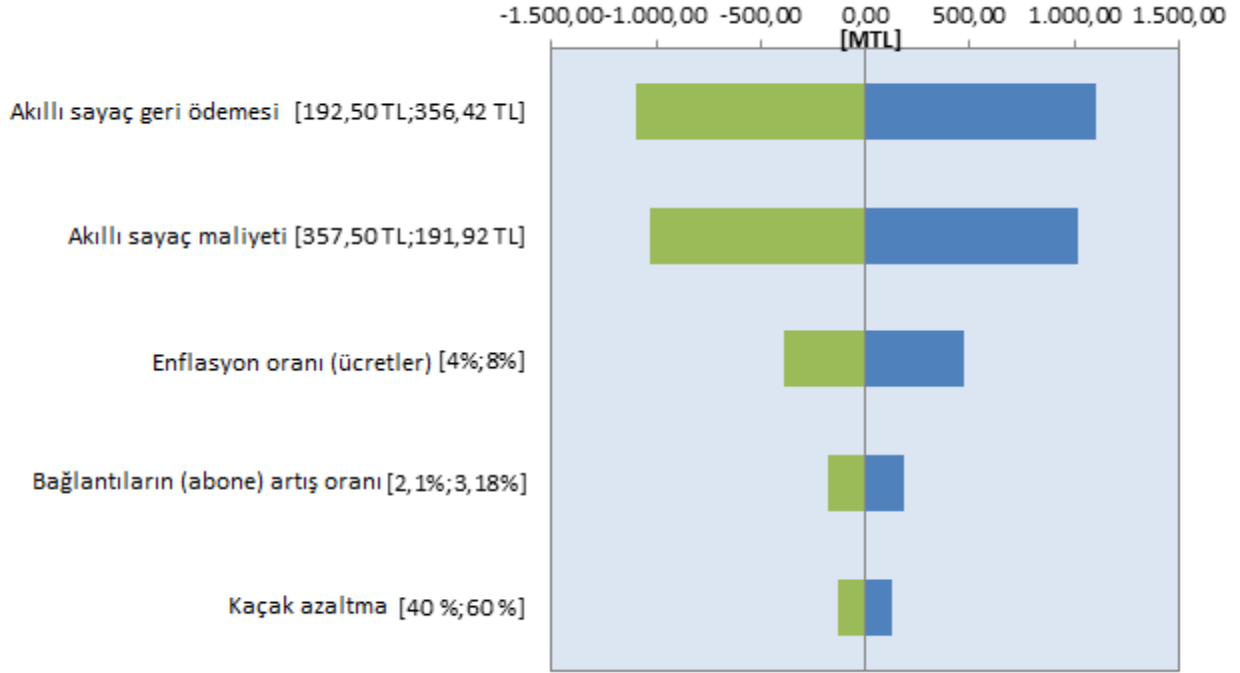
- Baz Senaryo (İlk)
- İyimser Senaryo
- Kötümser Senaryo.

Her senaryo için modelde kullanılan parametrelerin temel farkları Tablo 29'de sunulmuştur. Yüzde değerleri ve Türk Lirası (TL) olarak fiyatlar, yeni bir akıllı sayaç altyapısı uygulanmasından kaynaklanan tahmini tasarrufu temsil etmektedir. Kötümser senaryoda, DNV GL parametrelerin çoğu için hiçbir azalma varsaymamıştır.

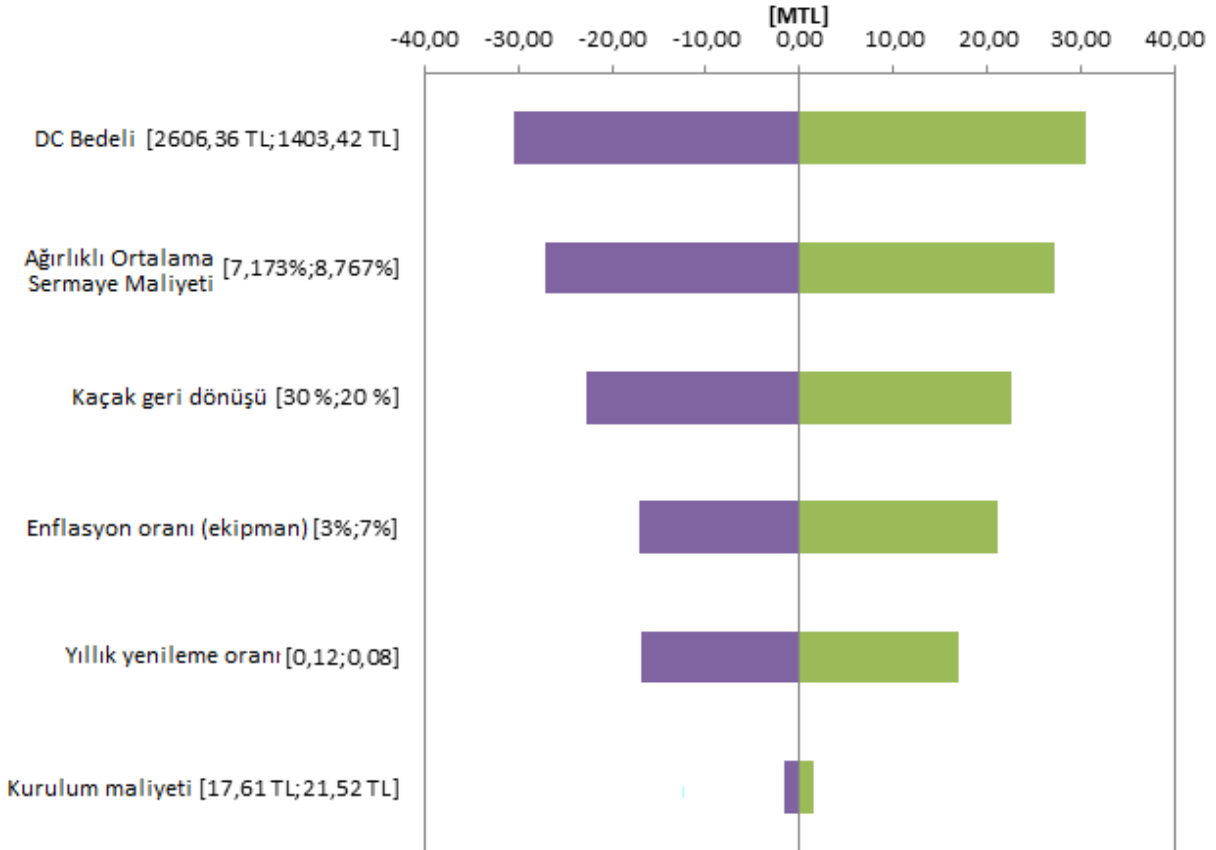
Tablo 28: Farklı duyarlılık senaryolarına için model parametrelerinde başlıca varsayımlar

		İlk	Değer	Kötümser	İyimser
1	Enflasyon oranı (ekipman)	5,00%	5,00%	3,00%	7,00%
2	Bağlantı noktaları artış hızı	2,66%	2,66%	2,1%	3,2%
3	Kurulum maliyeti [TL]	19,57	19,57	17,613	21,527
4	Akıllı sayaç maliyeti [TL]	274	274,17	358	192
5	DC maliyeti[TL]	2.005	2.004,90	2.606	1.403
6	Yıllık tekrar kurulum maliyeti	10%	10%	12%	8%
7	Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti	7,97%	7,97%	7,17%	8,77%
8	Akıllı sayaç ücreti [TL]	274,17	274,17	193	356
9	Enflasyon oranı (işgücü maliyeti)	6%	6%	4%	8%
10	Kaçak kullanımın azaltılması	50%	50%	40%	60%
11	Kaçak tüketimlerin tahsilatı	25%	25%	30%	20%

Şekil 41 ve Şekil 42’de duyarlılık analizi sonucunda, bir model parametresinin tek varyasyonunun net bugünkü değeri üzerindeki etkiler gösterilmektedir. Bu şekillerde sıralanan parametreler, NBD için eşit derecede büyük bir belirsizlik ortaya çıkarır. Duyarlılık diyagramı, projeye ilişkin NBD’nin genellikle proje varsayımları/parametrelerine çok duyarlı olduğunu göstermektedir. Tüm parametreler NBD için çok önemlidir.



Şekil 90: Fayda-maliyet analizinde dikkate alınan duyarlılık ve NBD üzerindeki etkileri için Tornado analizi [MTL]



Şekil 91: NBD üzerinde az etkisi olan duyarlılıklar için indirgenmiş tornado analizi [MTL]

Duyarlılık analizi, akıllı sayaç hizmet bedeli ve akıllı sayaç tedarik maliyetinin, modelde varsayılan değerlere bağlı olarak, net bugünkü değer üzerinde en fazla etkiye sahip olduğunu göstermektedir. Yıllık tekrar kurulum maliyeti ve kurulum maliyeti için parametre değişikliği, net bugünkü değer hesaplaması üzerinde en az etkiye sahiptir. Örneğin, akıllı sayaç hizmet bedelinin mevcut hesaplamadakinden %30 daha az olması halinde, sayaç başına hizmet bedeli parametrelerine ilişkin olarak NBD 1.094 MTL daha azdır. Kötümser senaryoda hizmet bedeli sayaç başına 192.50 TL ve bunun tersi iyimser senaryoda 356,42 TL olur. Bu durumda, ALT Ortalama senaryosunda hesaplanan NBD yaklaşık olarak 1.157 milyon Türk Lirasına (MTL) iner.

Başka bir vaka tamamen farklı bir sonuç göstermektedir. **Akıllı sayaç tedarik maliyet fiyatı 191.92 TL'ye düşürülebilirse, NBD 1020,68 MTL olacaktır. Bu, negatif NBD'ye sahip tüm alternatif senaryolarda, hesaplanan NBD'nin pozitif bir miktara erişeceği anlamına gelmektedir.**

11.5.7 Alternatiflerin Karşılaştırması

Sonuçların açıklanması esnasında, farklı sayaç teknolojileri uygulandığında nasıl farklı faydalar elde edilebileceği izah edilmiştir. Her bir senaryo için dikkate alınan farklı faydaların özeti aşağıdaki tabloda gösterilmektedir:

Tablo 29: Alternatifler arası Fayda/maliyet Ögesi ve NBD/IRR Karşılaştırması

			ALT 1	ALT 2	ALT 3	ALT 4	ALT 5
			BPL	OFDM	RF	Karma	Ortalama
CB 1	Elektrik sayaçları tedarik ve kurulum yatırımı	MTL	-4058,38	-2.717	-3.204,21	-3.662,17	-3.335,92
CB 2	Altyapı yatırımı	MTL	-218,01	-228	-182,94	-167,79	-206,13
CB 3	Sayaç okuma maliyeti	MTL	2412,47	2.412	2.412,47	2.412,47	2.412,47
CB 4	Çağrı merkezi maliyeti	MTL	8,748	8,75	8,75	8,75	8,75
CB 5	Kaçak elektrik	MTL	651,86	651,86	651,86	651,86	651,86

	kullanımı ve kaçak idaresi						
CB 6	Temerrütlerin idaresi	MTL	118,93	118,93	118,93	118,93	118,93
CB 7	Kesilme ve elektrik kesintilerinin idaresi	MTL	85,56	85,56	85,56	85,56	85,56
CB 8	İstihkak	MTL	0	0,00	0,00	0,00	2.515,96
NPV	Net Bugünkü Değer	MTL	-998,83	332,14	-110	-552,40	2.251,48
	İç Karlılık Oranı (IRR)		-7,75%	14%	6%	-1%	93%

Tablo 50’de her bir alternatif senaryo için NBD olarak -998,83 MTL ile yaklaşık 2.251,48 MTL arasında değişen toplam net karların bir karşılaştırması gösterilmektedir. Burada, hizmet bedeli veya diğer bir parametrede değişiklik yapmadan sadece bir alternatifin pozitif sonuçlar üreteceğini; diğer üç alternatifin hepsinde sonuçların negatif olduğunu belirtmek önemlidir ve tamamen yaygınlaştırma öncesindeki gelecek planlama için bir temel oluştururken EPDK tarafından hizmet bedelinin düzeltilmesinin ne kadar önemli olduğunu göstermektedir. Tüm alternatiflerde sıfır kar noktası (amortisman süresi), akıllı sayaç altyapısı yaygınlaştırması uzun vadeli yatırımı doğrultusunda uzun vadede elde edilir.

ALT OFDM (OFDM kurulumunu ba alan alternatif) için net bugünkü değer pozitiftir. Bununla birlikte, belirsizlikler çok yüksektir ve giriş parametrelerindeki küçük değişiklikler negatif ticari durumlara yol açabilir.

Manuel sayaçlar için ortalama maliyet, diğer ülkelerdeki benzer maliyetler ile karşılaştırıldığında düşüktür. Bunun, Türkiye'deki nispeten düşük işçilik ücretlerinin bir sonucu olduğu varsayılmaktadır. Daha yüksek maliyetler, akıllı sayaç uygulaması için daha pozitif bir ticari durum ile sonuçlanacaktır.

Akıllı sayaçların dahili tekrar kurulum ücreti NBD üzerinde düşük bir etkiye sahiptir. Bu nedenle, NBD geçiş süresi için bir karar faktörü olarak görünmemektedir. Akıllı sayaçların ve akıllı sayaçların kurulumu için kalifiye personel bulunabilirliği gibi diğer faktörler daha önemli görünmektedir.

4 dağıtım şirketi için yapılan bu üst düzey fayda-maliyet analizi, alternatiflerin çoğunda negatif sonuç vermiştir. Her durumda, yapılan analiz kesin olarak bilinen ve yönetilebilir maliyet ve faydalara odaklanmıştır.

Fayda-maliyet analizi, akıllı sayaç altyapısı fabrika çıkışı ve duyarlılık analizi için gerekli donanım ve yazılım ekipmanları için ortalama fiyatlar ile yapılan ALT ORTALAMA hesaplaması sebebiyle tüm Dağıtım şirketleri için yararlıdır. Duyarlılık analizi, farklı fiyatlar ve maliyetlerin özelleştirilebilmesini ve belirli sonuçların okunabilir olmasını sağlar. Örneğin, bir dağıtım şirketi daha düşük akıllı sayaç maliyetleri ile hesaplama yaparsa, bu durumda NBD pozitif yönde veya orana göre iyileşecektir. Bu, Tablo 29’de listelenen tüm parametreler için geçerlidir.

Tüm alternatifler daha iyi bir sayaç altyapısı işletimini sağlayacak ve 4 dağıtım şirketinin prosedürlerini iyileştirmek için, özellikle sayaç okuma ve hata veya yolsuzluk tespiti yönünden güçlü bir sisteme sahip olmasını sağlayacaktır. Alternatifler için farklı teknoloji uygulamaları ile beraber bir ortalama alternatifde de tanımlanmıştır. Bu alternatifler, 4 dağıtım şirketinin EPDK’ya Dağıtım şirketleri için bir potansiyel gelecek yatırım maliyetine ilişkin bir görünüm gösterebilmesini sağlamaktadır. Buna ek olarak, karmaşıklık arttıkça; buna bağlı olarak yatırımlardan kaynaklanan karlar ile birlikte maliyetlerin de daha fazla olduğunu göstermektedir.

İç Karlılık Oranı (IRR) açısından en iyi proje, alternatif Ortalama ve OFDM olup, Alt Ortalama daha iyi iç karlılık oranına (IRR) sahiptir ancak alternatif OFDM daha iyi NBD göstermektedir (hizmet bedeli hariç). Bu durum, bu teknolojide ihtiyaç duyulan dikkate değer yüksek yatırımın bir sonucudur. Alternatif Ortalamada elde edilen kar daha yüksek olmasına rağmen, alternatif OFDM ile karşılaştırıldığında sistem için gerekli yüksek yatırım sonuçları dengelemektedir. Bu durum, bu konfigürasyon ile farklı ama birlikte çalışabilir sayaç teknolojilerine sahip çok fazlı sistem için, hizmet bedeli nedeniyle saf teknoloji alternatiflerine kıyasla sisteme yatırım bakımından önemli bir risk olmadan akıllı sayaç altyapısı uygulamasının tüm faydaları elde edilebilir olmasından kaynaklanmaktadır. Bu alternatiflerin her ikisinde de başlıca etkiler sayaç maliyeti, DC’ler, ekipman ve uygulanmasındaki emektir.

Bugünlerde tüm alternatiflerdeki karlara ilişkin olarak başlıca öğeler manuel ya da yarı-manuel birçok faaliyeti gerçekleştirmek için gerekli sürenin azaltılması; ve yolsuzluğun tespit

edilerek azaltılması ve ayrıca uzaktan yeniden bağlanabilir otomasyon ve kesinti yönetimi yoluyla elde edilen tasarruf ile ilgilidir.

Günümüzde elektrik kesintileri ve bu kesintilerin onarım süresini azaltmanın etkisi yüzde olarak önemli bir etkisi olmamakla beraber beklenen süre içinde gerçekleştirilmesi önemlidir. Kesintilerin azaltılması, hızla artan bağlantı sayısı ve teslim edilemeyen enerji sebebiyle oluşan muallak hasara bağlı olarak gelecekte önemli bir öge olabilir.

12 SONUÇ VE ÖĞRENİLEN DERSLER

12.1 Ana Sonuçlar

Bu projenin ana hedefleri, farklı Akıllı Sayaç teknolojilerinin bir değerlendirmesini yapmak ve bu teknolojinin yaygınlaştırılmasına ilişkin değerli bir deneyim elde etmektir. Bu deneyim, dağıtım şirketlerinin yaygınlaştırma için daha iyi bir hazırlık yapmasına olanak verecektir. Akıllı Sayaç Altyapısı uygulaması, daha iyi bir sayaç altyapısı işletimi sağlayacak ve dağıtım şirketlerinin prosedürlerini iyileştirmek için, özellikle sayaç okuma ve hata veya kaçak kullanım tespiti yönünden güçlü bir sisteme sahip olmasını sağlayacaktır. Fayda maliyet analizinde farklı alternatifler değerlendirilmiş ve bunlara ek olarak (sayaç maliyeti bakımından) ortalama alternatif senaryosu da gözönüne alınmıştır. Bu alternatifler, 4 dağıtım şirketinin EPDK'ya Dağıtım şirketleri için bir potansiyel gelecek yatırım maliyetine ilişkin bir görünüm gösterebilmesini sağlamaktadır. Buna ek olarak, karmaşıklık arttıkça; buna bağlı olarak yatırımlardan kaynaklanan karlar ile birlikte maliyetlerin de daha fazla olduğunu göstermektedir.

Projede alınan ilk kararlardan biri, uygulamam protokolü olarak DLMS COSEM seçilmesi ve IDIS (Birlikte çalışabilir Aygıt Arabirimi Özellikleri) profiline dayalı bir Tr.COSEM (4 dağıtım şirketinin ihtiyaçlarına göre oluşturulmuş özel objeferraris modeli) profilinin geliştirilmesidir. DLMS COSEM'i destekleyen farklı iletişim teknolojilerine sahip ürünler (OFDM, BPL ve S-FSK) bulunmaktadır ancak protokolün yerel üreticiler tarafından desteği şu anda sınırlıdır ve tüm üreticiler tarafından sunulmamaktadır veya sunulmakla beraber sunulan çözüm onaylı/uygun değildir. RF Teknolojisinde, ana sayaç üreticisi kendi özel çözümü ve DLMS COSEM arasında bir eşleştirme sağlar, ancak protokol sayaçlar için doğrudan uygulanmaz.

Proje sonuçlarına göre, birlikte çalışabilir ve gelecekte olabilecek değişikliklerden etkilenmeyen bir yaygınlaştırma gerçekleştirilebilmesi için sayaçlarda DLMS COSEM uygulanması gerektiği açıktır, daha önce de değinildiği gibi COSEM veri modeli Avrupa Komisyonu tarafından veri modelleme için standart seçilmiştir. Bununla birlikte Avrupa'daki pek çok önemli yaygınlaştırmada standart olarak seçilmiş (Birleşik Krallık, İspanya, Fransa, Hollanda, Portekiz, Avusturya, Polonya,..) ve ayrıca Asya'daki bazı pilot uygulamalarda (Japonya, Güney Kore) kullanılmaktadır. Bir diğer önemli sonuç ise, sadece belirli bir COSEM profili geliştirmenin değil, aynı zamanda kamu hizmet kuruluşundan da tüm işlevsel

gerekliliklerin sağlanması ve sayaçların bu profile doğru bir şekilde uyguladığını doğrulamak için bir işlev testi gerçekleştirilmesinin önemini de içermesinin gerekli olduğudur. Proje esnasında deneyimlendiği üzere, birlikte çalışabilirliği test ederken ana engeli oluşturan bu tür bir test olmadan birlikte çalışabilirlik düzeyi garanti edilemez

Farklı teknolojiler arasındaki sonuçlar incelendiğinde, veri ulaşılabilirliği ve veri aktarım hızına bakıldığında RF teknolojisinin en iyi sonuçları verdiği sonucuna varılabilir. RF teknolojisi şebeke durumuna bağımlı değildir ve eski altyapıda daha iyi sonuçlar sunmayı sağlar. Ancak bu teknolojilerin teknik açıdan bazı olumsuzlukları da vardır; PLC teknolojilerindeki gibi sayacın hangi faza bağlı olduğunun algılamasına izin vermez ve şu andaki en büyük sorun bu tür bir sayaç için kullanılan frekans bandında iletmek için bir lisansa ihtiyaç vardır.

S-FSK ve BPL de iyi veri ulaşılabilirliği sunmakla beraber, S-FSK için veri transfer hızı çok daha yavaş olması sebebiyle büyük miktarda veri transferini (yani yük profili) yapmaya izin vermez, BPL ise mühendislik ihtiyacı doğuran çok karmaşık bir kurulum gerektirmektedir. OFDM teknolojilerinde sadece G3-PLC değerlendirilmiş ve hız bakımından iyi sonuçlar verdiği ancak düşük ulaşılabilirlik sağladığı görülmüştür. Trafo yükünün yüksek (%100 dolaylarında olduğu kentsel alanda kurulduğunda özellikle düşük sonuçlar ile karşılaşmıştır. Bu durum kötü altyapı ile birleştiğinde daha düşük G3 sonuçları elde edilmesine sebep olmuştur. Daha yeni altyapı kullanıldığında sonuçlarda iyileşme mevcuttur.

Yaygınlaştırma için bir teknoloji seçilmesinden önce Dağıtım Şebekesi Operatörleri ve BTK (Bilgi Teknolojileri ve İletişim Kurumu) arasında müzakerelere ve hususların açıklığa kavuşturulmasına ihtiyaç vardır. Farklı teknolojiler tarafından kullanılacak frekans bantlarına açıklık getirilmesi esastır.

Mali değerlendirmeye istinaden, OFDM alternatif en ucuz sayaç olarak en iyi sonucu vermektedir. Büyük bir yaygınlaştırma halinde, hizmet bedelinde değişiklik olmayacağı düşünülecek olursa, sadece OFDM veya RF sayaç kullanımı hemen hemen pozitif bir durum gösterecektir. İstihkak yeni sayaçların maliyetini tahakkuk etmek için değiştirilebilir olsaydı, sonuçlar Dağıtım Şebekesi Operatörleri için önemli ölçüde pozitif olurdu. Dağıtım Şebekesi Operatörleri için ana tasarruf sayaç okuma maliyetinde yoğunlaşmıştır ve tasarruf kaçığın azaltılması ile elde edilir. Bu iki kalem birlikte, elde edilecek tasarrufun % 90'dan fazlasını temsil etmektedirler.

Ölçme ve iletişim sektöründeki yatırımların çok uzun ömrü ve ekipmanların nispeten kısa kullanım süreleri sebebiyle, DNVGL, altyapısal, teknik ve ekonomik gerekliliklere ilişkin olarak tamamiyle yaygınlaştırılması öncesinde çok daha detaylı bir analiz gerçekleştirilmesi gerektiğini ileri sürmektedir.

Bir akıllı sayaç altyapısı (SMI) veya bu teknolojinin yaygınlaştırılması kararı sadece net bugünkü değer (NBD) kararlarına dayanmamaktadır. Hassasiyet analizindeki değerlendirmeler, yaygınlaştırma kararına belirli parametrelerin dahil edilmesi gerektiğini gösterecektir.

Genel olarak, teknik ve ekonomik açıdan bir arada göz önüne alındığında, bir teknoloji için net bir bahis yoktur. RF teknolojisi teknik ve ekonomik anlamda daha iyi sonuçları barındıran bir teknoloji olmasına rağmen hâlâ daha birlikte çalışabilirlik ve lisans sorunu gibi iki temel belirsizliğe sahiptir. RF birlikte çalışabilir bir çözüm sunmamış, 3 farklı RF sayaç da birbiriyle birlikte çalışabilirlik sergileyememiştir. Bu hiç de önerilebilir olmayan tek tedarikçiye bağlı bir çözüme götürebilir. Lisanslama ile ilgili diğer belirsizlik, kullanılması gereken frekans bandının şu an için erişilebilir olmaması ve BTK tarafından yönetilmesidir. Bir iznin çıkması durumunda ekonomik sonuçları olacak bir lisans bedele bağlanabilir. OFDM PLC, birlikte çalışabilirlik sorununu giderebilir ve yine de ekonomik bir tablo sağlayabilir ancak yüklenmiş şebekeler üzerindeki zayıf sonuçları da bir zorluk oluşturacaktır, bu özel durumlarda RF ya da hücresele (GSM vs) öellikli sayaçlar kullanarak durumun üstesinden gelinebilir. Şebeke sorunlarının çözüldüğü varsayılp büyük resme bakıldığında; güç kabloları, özellikle uzun kablo mesafelerinin ve DC'den sayaçlara farklı dalların bulunduğu bina yapılaşmasının kalabalık olduğu yerlerde yüklü miktarda veriyi bir noktada diğerine taşımak için oldukça zorlu ortamlardır. Şebeke yükleri doğrusal olmayan bir davranış sergiler ve kanal performansı tahminini zorlaştıran kablo kanal parametrelerinin frekans, zaman ve konum ile değişmesi durumu sebebiyle iletişim kalitesini yönetmek kolay değildir.

Güç hatları üzerinden etkili iletişimin uygulanabilirliği, bir sinyal vericiden güç hatlarına ve hatların sonunda yüklere gelen uygun bir şebeke yükü empedans ortamı ile mümkün olacaktır. Yüksek frekanslı sinyallerin doğası gereği, elektrik hatları üzerinden iletişimde (PLC) frekans arttıkça yük empedansı, DC veya sayacın empedansından daha hızlı değişir.

Türkiye'nin nispeten eski ve çeşitli şekillerde yapılandırılmış iletim ve dağıtım iletim altyapısı, güç hatları üzerinden düzgün şekilde veri iletişimini güçleştirmektedir. Bazı durumlarda, sayaçlar şebeke veya yüksek frekans iletişim sorunlarına bağlı olarak bulunabilir

veya okunabilir olmayabilir. Bu pilot projedeki bazı sorunlara bağılı olarak sınırlı miktarda toplanan veriler kapsamlı bir analizi kısıtlamaktadır. Bununla beraber, farklı teknolojiler ve protokoller kullanan dört bölgedeki yaygınlaştırma ve iletişim verileri incelendiğinde, sonuçların aşağıdaki gibi diğere Avrupa ülkelerindeki önceki tecrübelerle benzer olduğu söylenebilir:

Günlük sayaç okumaları veya yük profilleri, bazı donanım veya ağı sorunları veya veri iletişim problemleri nedeniyle aralıklı davranışlar gösterebilir. Aralıklı davranış yüzdesi düşükse, bu tür bir sayaç kurulumu kabul edilecektir. Ancak, pek çok kez beklenmeyen davranışlar fark edilmesi halinde, bu tercih edilmeyebilir. Koşulların iyi olduğu ağların bu bölgelerinde, OFDM teknolojisi iyi teknik sonuçlarla ekonomik bir çözüm sunmaktadır ancak yüklü şebekerde iyi sonuçlar vermemiştir.

Elster sayaçlarında olduğu gibi geniş bant PLC uygulamalarında, işletim frekansı daha yüksektir, bant genişliğı çok daha geniş ve veri hızı yüksektir. Bununla birlikte, BPL daha uzun dalga boyu (örneğin 50MHz de 6metre) nedeniyle CENELEC veya PRIME sayaçlarındaki Narrow-PLC kadar uzun mesafelere ulaşamayabilir. Çevrede çok fazla sayıda dal bulunmadığında veya mesafe nispeten daha kısa olduğunda Enerji Hatları üzerinden Genişbantlı Haberleşme (BPL) mükemmel bir iletişim performansı sunar. Gelecekteki talebin karşılanması, talep tarafı yönetimi ve Gelişmiş Sayaç Altyapısı (AMI) planlaması ile, BPL özel koşullarda iyi bir alternatif sunabilir.

Genel olarak, fazla yüklenmiş trafo bölgeleri olmadığı durumlarda, PLC sayaçların kentsel alanlarda daha az sorunla çalıştığı görülmektedir. PLC sayaçlar arasında OFDM tabanlı G3-PLC ya da PRIME sayaçlar daha dirençli ve daha birlikte çalışabilir davranış sergilemektedir. Özellikle trafolar ile sayaç bağılı ilk bina arası çok fazla olmadığı (örneğin en fazla 200 metre) sürece ve eğer düşük veri hızları yeterli ise Dar bantlı PLC (Narrow-PLC) protokolü yeterlidir. Ancak çok fazla dal veya daha uzun hatlar bulunması durumunda, tekrarlayıcılar veya empedans filtresi gibi ek donanımlar gerekebilir.

RF sayaçların kırsal alanlarda veya yoğun olmayan yapısal alanlarda çok daha başarılı olduğu görülmektedir. Kamstrup sayaçları performansı BEDAŞ ve AEDAŞ bölgelerinde bu sonucu doğrulamaktadır. Ayrıca, yüksek veri hızına sahip olduğu için avantajlıdır. BEDAŞ bölgesinde olduğu gibi yoğun nüfuslu bölgelerde, RF sayacın anteni sinyal zayıflamasını ortadan kaldırmak için yüksek seviyelere veya binaların dışına yerleştirilmelidir.

PLC seçmenin bir dezavantajı havadaki radyo frekansları ile potansiyel girişim olacaktır. NPLC (G3-PLC, PRIME) bantlarında uzun dalga radyo veya bazı BPLC bantlarında FM girişimleri oluşabilir ve gürültü ve bit hataları üretebilir.

Kablo yapıları açıkça belirtilmemiştir. Ancak, anten radyo frekansı (RF) girişiminin yeraltında var olmadığı göz önüne alındığında, yeraltı kablolarının havai kablolar ile karşılaştırıldığında daha az gürültü ve daha iyi bit hata oranı (BER) sağlaması beklenmektedir. Ayrıca bükümlü kablolar deneysel olarak daha iyi BER gösterirler.

Ayrıca, NPLC işletim frekansı yükseldikçe gürültünün azaldığı, şebeke empedansının arttığı (daha iyi) ve verimin yükseldiği deneysel olarak gösterilmektedir. Buna ek olarak, frekans yükseldikçe (NPLC veya BPLC'nin her ikisi için), hat birleştiricinin boyutu küçülür ve uygun maliyetli hale gelir.

Yük profili okumalarındaki yüksek başarı, gelecekteki talebin karşılanması ve tepki ve talep tarafı yönetimi için çok önemli olacaktır. Yük azaltma ve değiştirme uygulayabilmek için, günde tek bir okumadan ziyade sık sık tekrarlanan veri okumaları daha önemli olacaktır. Bu, aynı zamanda geniş alanlarda ardarda yaşanan elektrik kesintilerini ortadan kaldırmak için avantaj sağlayacaktır.

Gelecekte, akıllı şebeke ve Gelişmiş Sayaç Altyapısı (AMI) ile, güç kabloları ve yüklerin modellenilebilir ve bunların iletim ve yansıma (saçılma / ağ) parametreleri PLC kanallarda elde edilebilir olması halinde, PLC sinyallerinin verimliliği ve kalitesi tahmin edilebilir. Sürdürülebilir PLC işlemlerini muhafaza edebilmek için standart PLC kanalları içinde şebeke yükü ve hat empedans uyumu sağlanmış ve korunmuş olmalıdır. PLC kaynak sinyal empedansını yük empedansına adapte eden bir tür PLC güçlendirici kart PLC performansını artırır, PLC kanal gürültüsünü azaltır ve sinyal gürültü oranını (SNR) iyileştirir, iletişim mesafesini artırır ve veri hızını iyileştirir.

Bu projeden çıkarılan başka bir sonuç, yaygınlaştırmayı iyi koşullarda karşılamak için Dağıtım Şebekesi Operatörleri tarafından CBS (Coğrafi Bilgi Sistemi) sisteminde bilgilerin güncel tutulması ihtiyacıdır.

Kurulum sırasındaki en büyük zorluklar mevcut altyapı alanındadır. Bazı durumlarda, yapısal ve coğrafi olarak mümkün olmadığı için sayaçlar hemen kurulamamaktadır (örneğin panellerde değişiklikler gereklidir). Sahada bulunan eski sayaçların boyutu ve teknik veya yapısal koşulları hakkında bilgi sahibi olunması, kurulum maliyeti üzerinde ciddi etkisi

olabilecek önemli bir faktördür. Eski altyapı bileşenleri yaygınlaştırma öncesi rastgele kontrol edilmeli ve envanter ile karşılaştırılmalıdır. Gereksinimlerde yapılan değişikliklerin hemen belgelendirilmesi ve Değişim Yönetimine bildirilmesi gerekmektedir.

Pozitif deneyimler	Negatif deneyimler
Sayaç altyapısının otomatik işletimi mümkündür.	Dağıtım Şebekesi Operatörleri, EPDK ve BTK arasında müzakerelere ve hususların açıklığa kavuşturulmasına ihtiyaç vardır.
AMI (Akıllı Sayaç Altyapısı) dijitalizasyonunda yeni seçenekler, yeni ve modern hizmetler için esastır.	Değişim yönetimi ve kalite kontrol
Giderlerin azaltılması mümkündür. (Sayaç okuma, hata tespiti, ağ işletimi, kaçak kullanımın önlenmesi, enerji verimliliği, verimlilik, dengeli yüklenme)	Üreticiler, uygulamalarını belirlenen kriterlere adapte etmediklerinden dolayı farklı bileşenler arasında birlikte çalışabilirlik hiçbir suretle sağlanamamıştır.
Hizmet kalitesi artışı	Sayaçların uygunluk doğrulaması için test programı oluşturulmamış olması, sayaç sisteminin gelecekteki kötü işletim riskini ikinci derece maliyetlere bağlı olarak artırmaktadır.
Bütün altyapı içinde istikrar ve birlikte çalışabilirliği sağlamak amacıyla diğer ülkelerde halihazırda doğrulanmış protokolün uygulanması için standart bir şartname alma kararı. Bu şartname, Türkiye gerçekliğine uyum için küçük değişikliklere uğramıştır.	Genel şebeke altyapı kalitesi düşük olup, özellikle PLC sinyalinin etkilemektedir.
yaygınlaştırmaya ilişkin olarak gelecekteki karar alımı için, aralarındaki performans karşılaştırmasını sunan çeşitli iletişim teknolojileri test edilmiştir.	Yeni bir sistemin uygulamaları için bölümler ve prosedürler arasında koordinasyon yetersiz/eksiktir. Oluşturulması/değiştirilmesi/güncellenmesi gerekmektedir.
Kurulumcular sınırlı bir süre içinde	Sayaç panel/kabinleri, yeni akıllı sayaç kurulumu

yaygınlaştırmayı tamamlamak için yeterince hızlıdır.	için genellikle çok küçüktür.
4 DAĞITIM ŞİRKETİ Grubu, akıllı sayaç kurulumları, potansiyel sorunlar ve olası çözümleri hakkında değerli bir bilgi birikimi kazanmıştır.	Saha bilgisi güncel olmalıdır. GIS veya benzeri veriler güncel olmalıdır, aksi halde sahada yerinde tespit yapmak gerekmektedir ki bu da çok uzun bir süreç olmaktadır.
Bazı tedarikçiler, bu projeye destek vermek için çalışmakla beraber, kimi zaman harcadıkları çaba yetersiz kalmıştır ancak çoğunlukla ellerinden geleni yapmışlardır.	Tedarikçiler, kendi SW (yazılım) uygulamalarını uyarlamaya isteksizdir; örneğin, MDM sisteminden genel bir rapor formatı ve belirli bir veri talep edilmiş ancak tedarikçiler verileri farklı şekillerde teslim etmişlerdir.
4 DAĞITIM ŞİRKETİ Grubu, akıllı sayaçlar ve verilerin değerlendirilmesi hakkında değerli bir bilgi birikimi kazanmıştır.	Bazı tedarikçiler, projeyi bir performans testi olarak gördükleri için, sistemin gelişimi sırasında veri sağlamayı reddetmişlerdir.
Türkiye'nin en büyük Akıllı Sayaç pilot projelerinden biri olmuştur ve başarıyla gerçekleştirilmiştir. Bu aynı zamanda müteakip bir proje olan TAS2020 için veri sağlayabilir. Uygun teknolojiler seçildikten ve yol haritaları belirlendikten sonra ülke genelinde daha büyük ölçekli pilot projeler gerçekleştirilmesi tavsiye edilir.	Tedarikçiler için, Türkiye'de bir dağıtım şirketi ilk kez bir nesne modeli ve mutlak şartnameler ortaya koymuştur. Bunun için sayaç firmalarının kendilerini adapte etmeleri çok kolay olmamıştır.

12.2 Kazanımlar

Bu bölümde projenin her aşamasında öğrenilen farklı dersler toplanmıştır. Bu öğrenilen dersler ilgili dağıtım şirketlerine gelecekteki yaygınlaştırma projeleri için hazırlıklı olmasında yardımcı olacaktır.

12.2.1 Şartnameler

Projenin geliştirilmesi için, tüm paydaşların farklı sistemlerle farklı üreticiler arasında birlikte çalışabilirliği sağlayabilmek adına bir zorunluluk olarak şartnameye uymaları gerekmektedir. Bunun anlamı, yazım hataları ya da yeni gerekliliklerin eklenmesi ihtiyacı olmadıkça herhangi bir değişiklik yapılmayacaktır.

Buna ek olarak, şartname bakımından ihale koşulları, projenin daha ileri aşamalarındaki sorunları önlemek amacıyla, üreticileri bu koşullara uymayı mecbur bırakacak yeterlilikte mutlak olacaktır. Proje ilerledikçe (yaygınlaştırma ve Veri Analizi), iki farklı tedarikçiden temin edilen G3 sayaçları arasında, aralarındaki güvenlik seviyesi farklarına bağlı olarak bazı birlikte çalışabilirlik sorunları olduğu görülmüştür. Bu nedenle, diğer bir tedarikçiden temin edilen sayaçların, MDM (Sayaç Veri Yönetimi) üzerinden işletmek mümkün olması gerekirken, her bir tedarikçi kendi MDM (Sayaç Veri Yönetimi) sistemini uygulamaktadır. Aynı iletişim teknolojisini uygulayan sayaçlar birlikte çalışabilir olmalıdır.

Projenin başlangıcından önce, ulusal iletişim standartlarına başvurularak farklı iletişim ortamları için kullanımdaki frekanslar ve kullanımı için izinler kontrol edilmelidir. Avrupa'da, Dağıtım Şebekesi Operatörlerine sistemi daha iyi işletmeleri ve düzenleyici kurumlar tarafından projenin engellemesi riskini önlemek için, bir frekans bandı sağlanması hedefi mevcuttur.

BT sistemlerinin spesifikasyonları proje kapsamı dışında bırakılmıştır ancak bu tür sistemler için gereksinimler, MDM, HES, Gateways, VPN, APN, Sim kartlar, DC ve Akıllı Sayaçlar gibi farklı sistemlerin daha iyi işletimi ve birlikte çalışabilirlik için Akıllı Sayaç yaygınlaştırma pilot projesinin bir parçası olmalıdır.

12.2.2 İhale Açma

İki adet tedarik süreci deneyimi sayesinde sonraki akıllı sayaç projeleri için bazı değerli girdiler elde edilmiştir. Bu bölümde sonuçlar ihale süreci ve tedarikçilerin teklifleri üzerinde odaklanmıştır. (Bu tekliflerin ekonomik değerlendirmesini içermez.¹⁸)

Genel olarak teslimat süresi, yabancı tedarikçiler için gümrük süresi ve Türk kanunlarına göre gerekli olması halinde yeni sayaç modellerinin Türkiye'de tescili dahil olmak üzere 4 ile 8-12

¹⁸ Tekliflerin detaylı ekonomik ve teknik değerlendirmesi için ihale değerlendirme dokümanına başvurulabilir.

hafta arasında değişmektedir. Bu teslim süresi projenin genel planlamasına etkil eder. Yaygınlaştırmanın planlanmasında bu asgari teslimat süresi dikkate alınmalıdır.

Ayrıca, üreticilerin sınırlı üretim kapasitelerine sahip olabileceği ve bu nedenle sayaç üretimi için daha uzun bir teslimat süresi ile hesaplama yapılması gerektiği ortaya çıkmıştır.

Üreticilere tekliflerini ayrıntıları doldurmak için bir excel şablonu sağlanmış olmasına rağmen, bu formata uygun cevaplar alınamamıştır. Bu sorun, tekliflerin ayrıntıları düzeyinde farklılıklar oluşmasına yol açmış ve aralarında karşılaştırma yapılmasına engel teşkil etmiştir.

Bazı durumlarda üreticilerin hizmeti düzgün olarak tanımlamadan sundukları “her şey dahil” fiyatlar uygulama sırasında tartışmalar ve sorunlara yol açmaktadır.

Başlangıçta üreticilere tekliflerini sunmak için 2 hafta verilmiş, ancak seçilen tedarikçilerin çoğunluğu verilen termin tarihine kadar teklif sunmadıkları için sürenin uzatılması gerekmiştir.

Bir üretici, dokümanlarda belirtilen teknik şartları tamamen göz ardı ederek kendi tercih ettikleri çözümü sunmuştur.

Bazı üreticiler işi yapmak için gerçek bir gayret göstermekle beraber, bunu referanslarla kanıtlamakta başarısız olmuştur. Genel olarak, ihale sürecinde teslim edilen teknik dokümantasyon kaliteden yoksundu.

12.2.3 Yaygınlaştırma (Roll out)

Hem faz 1 ve faz 2 ylaştırma işlemleri sırasında edinilmiş deneyime dayanarak şu başlıkları listelemek mümkündür:

- Kurulum esnasında faz sıralarına (L1, L2, L3) ve mevcut yöne dikkat edilmediğinde, önemli problemler yaşanmaktadır. O nedenle akıllı sayaç montajında kurulum aşaması çok önemlidir, bağlantılar düzgün ve doğru şekilde yapılmalıdır. Ferraris tipi (mekanik) ya da eski elektronik sayaçlar için bu bir sorun değildi ama yeni çift-yönlü (üretim ve tüketim ölçen) sayaçlar için, yanlış bağlantıda hatalı ölçüm değerleri oluşabilir.
- Mevcut panolar, eski sayaçlardan daha büyük olan yeni akıllı sayaçları koymak için her zaman yeterli büyüklükte değil. Bu da montaj esnasında önemli problemler oluşturabilmektedir.

- Genel olarak sayaç pano kalitesi düşüktür. Bina içi kablolama tertibatı (çoğunlukla bina giriş veya bodrumunda bulunan sayaç panolarında) güvenli görünmemektedir ve kontrolü çok mümkün değildir. Ayrıca, nötr bağlantılar, nötr baraya doğrudan bağlanmak yerine sayaçtan sayaca atlatılmaktadır. Yeni sayaçlar nötr akımı da ölçtüğünden, bu durum sayaçlarda hatalı değerlere neden olabilir.
- Bazı transformatörlerin (özellikle kentsel alanlarda bulunan) aşırı yüklendiği gözlemlenmiştir. Bu PLC iletişimi için iyi bir koşul değildir.
- Bazı trafo merkezleri gürültü üretmektedir, bu olumsuz etkiyi ortadan kaldırmak için DC trafo merkezi dışına yerleştirilebilir.
- Genellikle Kablolamalar ve trafo içindeki fiderler/deparlar güvenli ve sağlam değildir.
- Çoğunlukla trafolardaki panel/kabinlerin içerisinde DC gibi yeni ekipmanların kurulumu için yeterli alan mevcut değildir. İlave panolar gerekli olabilir ya da ekipman duvarlara doğrudan monte edilebilir. Sahada; çoğunlukla abone başına sadece tek bir devre kesici (sigorta) mevcuttur ve bu akım anahtarı devreye sayaç öncesinde bağlıdır. Bağlantının herhangi bir nedenle kesilmesi durumunda, akım anahtarı devreyi kesmekte ve sayaç bağlantısı kesilmektedir.
- Bazen kurulan DC'ler bloke olmuş ve yeniden başlatılması gerekmiştir. Bunların çoğunda problemin kaynağının trafoların aşırı ısınması olduğu düşünülmektedir.
- Çalışanların ve ekiplerin sayısı gün başına mümkün sayaç kurulumu sayısını etkilemiştir. Örneğin, besleyici testleri veya binalara erişim sorunları gibi durumlar da mümkün olan kurulum rakamlarını etkilemektedir. Halihazırda Dağıtım şirketiekiplerindeki eğitimli personel, yaygınlaştırma (kurulum) ile ilgili temel süreçleri yürütmek için iyi eğitilmiş durumdadır. Gelecekteki yaygınlaştırmalar için daha fazla personelin eğitilmesi gerekmektedir. Ayrıca açıkça kötü şebeke altyapısına sahip alanların incelenmesi, bileşenlerin satın alımından önce gerçekleştirilmelidir.
- Sayaçlar ile ilgili tüm teknik bilgilerin bilfiil ve sürekli olarak personel tarafından erişilebilir olması gerekmektedir. Bir şekilde tedarikçiler ile iletişim eksikliği olduğu görülmektedir. Süreç sürekli olarak takip edilmelidir, aksi takdirde sistem veya departmanda hatalı bilgi mevcut kalacaktır. Bu durum ek maliyetlere neden olabilir. Tüm değişiklikler etkilenen departmanlar arasında iletilmelidir.

- Gerekliliklere ilişkin yapılan değişiklikler derhal belgelenmeli ve Değişim Yönetimine bildirilmelidir.
- Yaygınlaştırmanın tüm alanlarında yeterli bir iletişim altyapısının bulunup bulunmadığı incelenmelidir. Bu mutlaka açıklığa kavuşturulması gereken bir husustur ve tedarik süreçleri yapılmadan önce tamamlanmalıdır.
- Arıza süreçleri hakkında tüm bilgiler, örneğin iletişim hataları, veri raporları veya mevcut sunucularda işlenen veriler, testler sırasında toplanmıştır. Bu süreç, değerlendirme ve yaygınlaştırma testleri sonrasında güncellenmeli ve değişim süreçlerine transfer edilmelidir.
- Gelecekteki akıllı sayaç sürecinin geliştirilmesi esasen kendi başına bir proje olarak görülebilir ve ayrıntılı bir iş tasarımı ve teknik bir süreci kapsayacaktır (akış şeması seviyesinde süreç hiyerarşisi ve tasarımı). Mevcut incelememiz, süreçlerin ilgili kişiler veya sorumlu çalışanlar için daha anlaşılır hale getirilmesi gerektiğini göstermektedir. Personel daha iyi eğitilmeli ve süreçleri daha iyi entegre edilmelidir. Bu durumda daha iyi ve etkin bir çalışma için bir sonraki adım atılabilir.

Yeni teknolojiler yeni destek süreçleri gerektirir. Akıllı sayaçlar, enerji tedarikçileri için kendi iletişim ağlarında daha önce mevcut olmayan yeni bir teknolojidir. Bu nispeten yeni teknoloji ve eklenen iletişim bileşenleri ve sistemleri belirli ve sürekli bakım gerektirir. Arızalar, değiştirilen süreçler veya teknik sorunlarla ilgilenmek, iştirakçileri sürekli olarak zorlayan bir şirket mücadelesidir.

Yaygınlaştırma uygulamasında, projenin stratejik planlama aşamasından eski cihazların kaldırılmasınakadar olan süreçte önemli ölçüde hata olasılıkları ve usule ilişkin zayıflıklar ortaya çıkabilir ve kaçınılmaz kalite ve maliyet risklerine yol açar.

Şimdiye kadarnispeten az deneysel bilgiye bağlı olan günümüz uygulama projelerinin karmaşıklığı, bu sorunu şiddetlendirir.

Mevcut destek süreçleri yeni görevler ile takviye edilmelidir. Organizasyonel sorumlulukları açıklamaya ek olarak, hataları düzeltmek için elektronik iş emir akış sistemleri kullanılması tavsiye edilir. Şimdiye kadar birbirleri ile çalışmak zorunda kalmamış olan birimlerin yeni birleşimi, bir e-mail yağmuruna ve iletişimde kaosa yol açabilir. Bu nedenle, hataların ele alınmasından sorumlu bir "Hata Süreçleri" koordinasyon kurulu kurulması mantıklıdır.

Tecrübeye istinaden, akıllı sayaçların yaygınlaştırılması için aşağıdaki süreçlerde değişiklik olmuştur:

- Ekipman / iletişim teknolojisi seçimi (diğer veri yoğunlaştırılar arasında),
- Cihaz türlerinin tespiti,
- Ekipman satın alımı,
- İletişim teknolojisinin satın alımı (diğer veri yoğunlaştırılar arasında),
- SIM kartların satın alımı,
- Ekipman kalite kabul testleri,
- Sistemde depo lojistik/idaresi,
- Cihazların sağlanması,
- Cihazların kurulum lojistiği,
- Saha personeli tahsis edilmesi,
- Cihazların kurulumu,
- Atık ekipmanların idaresi,
- Kurulumun doğrulanması,
- Ekipmanların sistem teknik kurulumu,
- Klasik destek ve hata ayıklama,
- Sayaç okuma,
- Okuma planlama,
- Ekipmanın programsız değişimi,
- kilitleme,
- Müşteri iletişim süreçleri (telefon, mail, mektup, müşteri merkezi, internet portalı)
- Tarife değişikliği,
- Müşteri değişikliği,
- Hizmete alma,
- Tarife ve fiyat belirlenmesi,

Aşağıdaki süreçler yeni eklenmiştir:

- Kalite Kabul iletişim teknolojisi,
- İletişim teknolojisinin tedarik edilmesi,
- Özellik denetimleri (proje-bazlı),
- Planlama değişikliği listesi (proje-bazlı),
- Kurulum lojistik iletişim teknolojisi,
- İletişim teknolojisinin kurulumu,
- Sistem teknik kurulum iletişimi,
- Akıllı sayaç desteği,
- Gönderim ve PIN bilgisi / Kullanıcı Kılavuzu,
- İzleme ve raporlama süreçleri.

İşletme deneyimi, yaygınlaştırmanın günlük operasyonları önemli ölçüde etkilediğini göstermiştir. Alışıl gelmiş, bazen geleneksel süreçlerin genişletilmesi veya kırılması; yeni süreçler, görevler ve organizasyonel birimler gerekir. Özellikle geçiş döneminin ilk yıllarında, şirkette bağlantı ve uzun vadeli birleşmeyi gerektiren paralel süreçler uygulanabilir. Büyük bir

yaygınlaştırma, bir şirketi temelli olarak değiştirir. Ancak, deneyimler göstermektedir ki, yaygınlaştırma projelerinin başarılı bir şekilde uygulanmasında, bilişim ve sistem mühendisliği görevlerine ek olarak lojistik de ayrıca önemlidir.

12.2.4 Veri Analizi

Verileri toplamaya ve analiz etmeye çalışırken, potansiyel bir yaygınlaştırma esnasında dikkate alınması gereken bazı zorluklarla karşı karşıya kalınmıştır:

Bir sistemin günlük performansı, aynı sistemin, haftalık veya aylık performansından farklı (daha düşük) olabilir. Herhangi bir iletişim sorunu (sayaç-DC veya DC-HES seviyesinde) sebebiyle, bazı günler veri toplamak mümkün olmayabilir ancak geçici iletişim sorunu çözüldükten sonra bu veri sistem üzerinde görülebilir.

Veriler tedarikçilerden zamanında ve talep edildiği/doğru biçimde toplanamamıştır. Bir rapor şablonu sağlanmış olmasına rağmen, tedarikçilerden alınan raporların hemen hemen tümünün farklı bir formatta olması, dosyaların aynı biçime getirilmesi için ağır bir ek iş yükü yaratmıştır.

Tüm tedarikçiler aynı veri kümesini sağlamamıştır. Bu nedenle, Anahtar Performans Göstergesi (KPI) olarak minimum bir veri kümesi oluşturulmuştur.

Bazı tedarikçiler, uyum dönemleri esnasında veri sağlamayı reddetmişlerdir. Bu projenin temel amacının sorunları görmek, çözümleri belirlemek ve sistemin iyileştirilmesini izlemek olduğunu belirtmemize rağmen, bazıları sorunu çözmeye odaklanırken, bazıları bu dönemde sonuçları paylaşmayı istememiştir.

13 KAYNAKÇA

- DLMS UA 1000-1 Ed. 12.0 – Blue Book Ed. 12
- IDIS P1-PLC-P-1.0 Ed. 1.1 – Package 1 PLC Profile Edition 1.1, 2011, 10-10-2011
- IDIS P1-OBJ ed1.1 - Package 1 Smart Metering Objects Edition 1.1, 10-10-2011
- World Bank (last access: 2016-07-21;
 - <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.DEFL.KD.ZG?locations=TR>)
- Deutsche Bank (last access: 2016-06-22;
 - https://www.db-markets.com/#fx_rates/db_settlementrates)

14 EKLER

- A. Veri Değerlendirme Tabloları
- B. Sayaç Tedarikçilerinin Sunduğu Ek Raporlar
 - 1) Elster Kurulum Kılavuzu BEDAŞ
 - 2) Elster Kurulum Kılavuzu AEDAŞ
 - 3) Sagemcom BEDAŞ UEDAŞ AEDAŞ raporları
 - 4) Iskraemeco UEDAŞ raporu
 - 5) Iskraemeco AEDAŞ raporu
 - 6) Elster SNR Raporu
 - 7) Elster Değerlendirme Raporu (Elster Son rapor)
 - 8) Landis & Gyr Değerlendirme Notları (Landis & Gyr Rapor)
- C. Diğer Dağıtım Şirketleri İle Paylaşılmasında Sakınca Görülen ve Paylaşılması Tavsiye Edilen Bölümler Listesi
- D. EPDK Başvuru Dosyası ve Onay Yazısı
- E. EPDK Bütçe ve Süre Revize Talebi
- F. Masraflar ve Faturalar Klasörü
 - PROJE BÜTÇESİ ÖZET TABLO
 - BEDAŞ DNV-GL, BEDA ve SAYAÇ Faturaları
 - UEDAŞ DNV-GL, ULUĞ ve SAYAÇ Faturaları
 - AEDAŞ DNV-GL, AKDEN ve SAYAÇ Faturaları
 - ÇEDAŞ DNV-GL, ÇAMLI ve SAYAÇ Faturaları
 - BEDAŞ Masraf Faturaları
 - UEDAŞ Masraf Faturaları
 - AEDAŞ Masraf Faturaları
 - ÇEDAŞ Masraf Faturaları