KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

AKILLI ŞEBEKE UYGULAMALARINDA YÜKSEK GERİLİM ENERJİ İZLEME SİSTEMLERİNİN İNCELENMESİ "BİR HAVAALANI ÖRNEĞİ"

EROL KÜÇÜK

KOCAELİ 2021

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ

ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

AKILLI ŞEBEKE UYGULAMALARINDA YÜKSEK GERİLİM ENERJİ İZLEME SİSTEMLERİNİN İNCELENMESİ "BİR HAVAALANI ÖRNEĞİ"

EROL KÜÇÜK

Prof. Dr. Engin ÖZDEMİR		
Danışman,	**Kocaeli Üniversitesi**	**.....**
Dr. Öğr. Üyesi Murat AYAZ		
Jüri Üyesi,	**Kocaeli Üniversitesi**	**.....**
Dr. Öğr. Üyesi Koray ERHAN		
Jüri Üyesi,	**Gedik Üniversitesi**	**.....**

Tezin Savunulduğu Tarih: 02.02.2021

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

Artan ürün ve enerji talebine bağlı olarak dünyanın iklim koşullarındaki tehlikeli ve olumsuz değişime önlem olarak enerji üretim kaynaklarının yenilenebilir kaynaklara kaydığı, karbon esaslı kaynakların kullanımının kademeli olarak terk edilmeye başlandığı günümüzde enerji üretim, iletim, dağıtım sektöründe ve yine bu alanlarda kullanılan kontrol otomasyonu uygulamalarında belirgin değişiklikler yaşanmakta, buna paralel olarak mevcut sistemlerin en verimli şekilde işletilerek yeni enerji kaynaklarının mevcut sistemlere dahil edilmesinde karşılaşılan zorlukların üstesinden gelebilmek için yeni teknolojilerin geliştirilerek uygulamaya sokulması süreci yaşanmaktadır. Akıllı şebeke olarak kavramlaştırılan bu yeni anlayışın yaygınlaştırılması ve etkin olarak kullanılması için ülkelerin bu konudaki politik yaklaşımlarının yanı sıra ihtiyaç duyulan teknoloji ve uygulamaların geliştirilerek yaygınlaştırılması için bu alanda çalışan mühendislerin yetiştirilmesi kritik önemdedir.

Bu çalışmada, bu alana odaklanarak ihtiyaç duyulan teknoloji ve uygulamaları geliştirerek farklı bakış açıları ile zenginleştirmek isteyen mühendisler için bir başlangıç noktası olabilmesi amacıyla akıllı şebeke kavramı farklı açılardan irdelenmeye çalışılmış, çalışama amaçlarının daha iyi anlaşılabilmesi için, sırasıyla akıllı şebeke kavramından haberleşme sistemlerinde kullanılan protokollere odaklanmış ve sonrasında bu bilgilerin gerçek bir projeye nasıl uygulanabileceği üzerinde durularak uygulama sonucunda elde edilebilecek maliyet avantajları gösterilmeye çalışılarak bütünlük sağlamaya gayret edilmiştir.

Bu tez çalışmasının geliştirilmesi sürecinde içerik zenginleştirmesi, bakış açısının çeşitlendirilmesindeki yönlendirmeleriyle yardımlarını esirgemeyen danışman hocam sayın Prof. Dr. Engin ÖZDEMİR'e, proje verilerinin kullanılmasına izin verdiği için TEMPAPANO A.Ş.'ne teşekkür ederim. Hem yüksek lisans öğrenimim süresince hem de tez sürecinde beni şevkle destekleyen eşim ve çocuklarıma teşekkürlerimi sunarım.

Daha aydınlık ve güvenli geleceğe…

Şubat – 2021 Erol KÜÇÜK

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR i
İÇİNDEKİLER ii
ŞEKİLLER DİZİNİ iv
TABLOLAR DİZİNİ vii
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ viii
ÖZET x
ABSTRACT xi
GİRİŞ 1
1. AKILLI ŞEBEKELER 4
1.1. Akıllı Şebeke Tanımı 4
1.2. Akıllı Şebekenin Özellikleri 6
1.2.1. Güvenilirlik 6
1.2.2. Şebeke yapısı esnekliği 6
1.2.3. Verimlilik 7
1.2.4. Yük dengeleme-ayarlama 7
1.2.5. Tepe kısıtlama-kullanım süresi 8
1.2.6. Sürdürülebilirlik 9
1.2.7. Talep yanıt desteği 9
1.2.8. Pazar etkinleştirme 10
1.2.9. Hizmetlerin geliştirilmesi 10
1.3. Akıllı Şebeke Uygulamalarında Haberleşme 11
1.3.1. Veri iletim yöntemleri 11
1.3.1.1. Paralel veri iletim yöntemi 12
1.3.1.2. Seri veri iletim yöntemi 12
1.3.2. Modbus haberleşme protokolü 14
1.3.2.1. Modbus-ASCII 15
1.3.2.2. Modbus-RTU 18
1.3.2.3. Modbus-TCP Protokolü 18
1.3.3. IEC 61850 haberleşme protokolü 19
1.3.4. IEC 60870-5 protokol kümesi 21
1.3.4.1. IEC 60870-5-101 haberleşme protokolü 22
1.3.4.2. IEC 60870-5-103 haberleşme protokolü 23
1.3.4.3. IEC 60870-5-104 haberleşme protokolü 23
1.3.5. IEC 62056 - DLMS/COSEM haberleşme protokolü 24
1.3.6. IEEE 1815 - DNP3 haberleşme protokolü 24
2. ENERJİ İZLEME SİSTEMİNİN GENEL BİLEŞENLERİ 26
2.1. YG Panolar 26
2.1.1. Metal clad panolar 26
2.1.2. Koruma cihazları-kontrolörler 27
2.1.3. Gerilim ve akım Trafoları 29
2.1.4. RMU panolar 30
2.1.5. RMU pano konfigürasyonları 32
2.1.6. LPVT sensörler 32

2.1.7. LPCT sensörler 34
2.1.8. Termal sensör 35
2.1.9. Ölçü ve koruma cihazları 36
2.1.10. Zelisko GIM YG koruma cihazı 37
2.2. RTU Paneller 39
2.2.1. RTU cihazı 40
2.2.2. YG-AG enerji analizörleri 43
2.2.3. Protokol çevirici 44
2.2.4. Jeneratör kontrol cihazı 45
2.2.5. Kesintisiz güç kaynakları 47
2.2.6. Yönetilebilir ağ anahtarı 48
2.3. Scada Bilgisayarı ve Scada Yazılımı 48
2.3.1. Scada bilgisayarı donanımı 49
2.3.2. Scada yazılımı 49
3. YG ENERJİ İZLEME SİSTEMİ 51
3.1. Enerji İzleme Sisteminin Topolojisi 51
3.2. Tek Hat Şeması 55
3.3. İletişim Ağı Adres Planlama 56
3.4. PSO Yazılımında Scada Projesi Oluşturma 57
3.4.1. Ana menü 57
3.4.2. Yeni proje oluşturma 58
3.4.3. Proje özellikleri 58
3.4.4. Bilgisayar ayar sihirbazı 59
3.4.5. Proje topolojisi ayarları ve topoloji sayfası menüleri 60
3.4.6. Edit kullanıcı ara yüzü 61
3.4.7. Component & Mappings sayfası 62
3.4.8. “I/O Devices” kullanıcı ara yüzü 63
3.4.9. Cihaz profil editörü (Device Profil Editor) 66
3.4.10. I/O Cihaz yöneticisi (I/O Device Menager) 68
3.4.11. Sistem model menüsü 71
3.4.11.1. “Equipment” sekmesi 71
3.4.11.2. “Variables” sekmesi 72
3.4.11.3. “Alarms” sekmesi 73
3.4.11.4. “Trends” sekmesi 74
3.5. Scada Ekranları 75
3.5.1. HMI ekranı Menü yapısının oluşturulması 75
3.5.2. Tek hat izleme ekranları 77
3.5.3. Enerji dağıtım bölgeleri izleme ekranları 81
3.5.4. Alarm izleme (Alarm Log) 86
3.5.5. Hata tespit ekranı (Tag Viewer) 86
3.5.6. Temel raporlama ekranı 87
3.5.7. Detaylı rapor ekranı 88
3.6. PSO ‘da Kullanıcı Tanımlama 88
4. MALİYET ANALİZİ 90
5. SONUÇ VE ÖNERİLER 99
KAYNAKLAR 102
EKLER 105
KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER 123
ÖZGEÇMİŞ 124

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Veri iletim türleri 11
Şekil 1.2. Paralel haberleşme 12
Şekil 1.3. Seri haberleşme 13
Şekil 1.4. Parity kontrollü modbus verisi bit sıralaması 15
Şekil 1.5. Parity kontrolsüz modbus verisi bit sıralaması 15
Şekil 1.6. 3 telli RS232 haberleşme devresi 16
Şekil 1.7. Çok telli RS232 haberleşme devresi 16
Şekil 1.8. Modbus-ASCII mesaj çerçevesi 17
Şekil 1.9. Modbus TCP/IP veri paketi yapısı 19
Şekil 1.10. IEC 101 Çerçeve formatı 23
Şekil 1.11. IEC 103 Çerçeve formatı 23
Şekil 2.1. Metal Clad YG Pano örneği 27
Şekil 2.2. YG Metal clad panolarda kullanılan koruma röleleri 28
Şekil 2.3. YG gerilim trafosu 29
Şekil 2.4. YG akım trafosu 29
Şekil 2.5. RMU YG Pano örneği (Schneider Electric) 30
Şekil 2.6 B, D, BE-Bc fonksiyonlu RMU hücre tek hat şemaları (Schneider Electric) 31
Şekil 2.7. LE-O, RE-O, DE-O fonksiyonlu RMU hücre tek hat şemaları (Schneider Electric) 31
Şekil 2.8. DE-Mt fonksiyonlu RMU hücre tek hat şemaları (Schneider Electric) 31
Şekil 2.9. I, DE-Ic fonksiyonlu RMU hücre tek hat şemaları 31
Şekil 2.10. Q fonksiyonlu RMU hücre tek hat şeması (Schneider Electric) 32
Şekil 2.11. Örnek bir RMU konfigürasyon tek hat şeması (Schneider Electric) 32
Şekil 2.12. LPVT Sensör örneği (ZELISKO) 33
Şekil 2.13. LPVT Sensör yapısı (ZELISKO) 33
Şekil 2.14. LPCT Sensör örneği (ZELISKO) 34
Şekil 2.15. LPCT Sensör yapısı (ZELISKO) 34
Şekil 2.16. TH110 RF Zegbee termal sensör (Schneider Electric, 2020) 35
Şekil 2.17. VIP400 Koruma rölesi 36
Şekil 2.18. Flair 23DM Hata akımı göstergesi 37
Şekil 2.19. VPIS23 Gerilim varlığı göstergesi 37
Şekil 2.20. Zelisko YG koruma rölesi (LPVT ve LPCT sensör girişli) (Zelisko) 38
Şekil 2.21. Scadapack RTU cihazı 40
Şekil 2.22. Scadapack RTU Modbus-TCP ve Modbus-RTU ayarları 41
Şekil 2.23. Modbus-RTU Master ayarları – Köle cihaz sorgulama 41
Şekil 2.24. Modbus-RTU verilerinin Modbus-TCP adresleri ile eşleştirilmesi 42
Şekil 2.25. PM8000 Enerji analizörü 43
Şekil 2.26. PM5000 Enerji analizörü 43
Şekil 2.27. Modbus-TCP Modbus-RTU protokol çevirici 44

Şekil 2.28. ComAp InteliLight AMF25 Jeneratör kontrol cihazı 45
Şekil 2.29. AMF25 CM-RS232-485 Modbus-RTU kartı 45
Şekil 2.30. Modbus RTU haberleşme özelliğine sahip Makelsan KGK..... 47
Şekil 2.31. 2FO+2ETH portlu Layer II Ethernet switch..... 48
Şekil 2.32. PSO Ana ekran..... 50
Şekil 3.1. Enerji izleme sisteminin ethernet ağ topolojisi..... 52
Şekil 3.2. YG-RTU pano Modbus-RTU haberleşme topolojisi..... 53
Şekil 3.3. AG-RTU pano Modbus-RTU haberleşme topolojisi..... 53
Şekil 3.4. Enerji izleme sistemi topolojisi RTU1-4 genel bakış 53
Şekil 3.5. Enerji izleme sistemi topolojisi RTU5-8 genel bakış 54
Şekil 3.6. Enerji izleme sistemi topolojisi RTU9-10 genel bakış 54
Şekil 3.7. 1-3 Bölümlerine ait tek hat şeması 55
Şekil 3.8. 4-5 Bölümlerine ait tek hat şeması 55
Şekil 3.9. 6-7 Bölümlerine ait tek hat şeması 56
Şekil 3.10. 8-10 Bölümlerine ait tek hat şeması 56
Şekil 3.11. PSO Ana menü..... 57
Şekil 3.12. PSO Yeni proje oluşturma 58
Şekil 3.13. PSO proje özellikleri belirleme..... 59
Şekil 3.14. PSO Bilgisayar ayar sihirbazı 60
Şekil 3.15. PSO Proje topolojisi belirleme ve ayar menüleri..... 61
Şekil 3.16. Scada bilgisayar konfigürasyonu-PSO Edit Menü sekmeleri..... 61
Şekil 3.17. PSO Component & Mapping sekmesi “Boards” ara yüzü 62
Şekil 3.18. PSO Component & Mapping sekmesi “Ports” ara yüzü..... 62
Şekil 3.19. Scada bilgisayar konfigürasyonu-PSO IO cihazları menü sekmeleri..... 63
Şekil 3.20. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz -Proje seçme 64
Şekil 3.21. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz- IO server seçme..... 64
Şekil 3.22. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz - IO cihaz adı belirleme 64
Şekil 3.23. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz - IO cihazı türünü seçme 65
Şekil 3.24. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz - Protokol seçme..... 65
Şekil 3.25. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz - IP adresi belirleme 65
Şekil 3.26. Cihaz profil editörü - Yeni cihaz tipi için tag tipleri belirleme 66
Şekil 3.27. Cihaz profil editörü–Tagların Kayıt, Trend ve Status kaydedicilerini belirleme 67
Şekil 3.28. Cihaz profil editörü - Yeni cihaz profili oluşturma 68
Şekil 3.29. PSO projesine yeni oluşturulan cihaz tipini ekleme 68
Şekil 3.30. PSO I/O Cihaz yöneticisi kullanıcı ara yüzü 69
Şekil 3.31. PSO I/O Cihaz yöneticisinde projede yeni cihaz oluşturma..... 70
Şekil 3.32. PSO I/O Cihaz yöneticisinde yeni cihazın tipi seçme 70
Şekil 3.33. PSO I/O Cihaz yöneticisinde yeni cihazın ayarlarını belirleme 71
Şekil 3.34. PSO Sistem model – Ekipmanlar..... 72
Şekil 3.35. Sistem Model menüsü – Değişkenler tablosu..... 73
Şekil 3.36. Sistem Model menüsü – Alarmlar tablosu..... 74
Şekil 3.37. Sistem Model menüsü – Alarmlar tablosu..... 74
Şekil 3.38. Grafik builder – HMI ekranı oluşturma..... 75
Şekil 3.39. HMI ekranlarında sayfa menülerinin düzenlenmesi..... 76
Şekil 3.40. HMI ekranlarında Alarm menü ve alt menülerinin düzenlenmesi 77

Şekil 3.41. HMI ekranları ALARMS/EVENT menüsü ve alt menüleri 77
Şekil 3.42. Tek hat diyagramı P-V-I izleme ekranı 78
Şekil 3.43. Tek hat diyagramı U-I-P-Q-S enerji izleme ekranı 79
Şekil 3.44. Ağ durumu izleme ekranı 80
Şekil 3.45. YG2 enerji dağıtım bölgesi tek hat, Jeneratör ve KGK izleme ekranı 82
Şekil 3.46. YG2 enerji dağıtım bölgesi jeneratör detay izleme ekranı 83
Şekil 3.47. YG2 enerji dağıtım bölgesi KGK detay izleme ekranı 84
Şekil 3.48. YG2 enerji dağıtım bölgesi trend analizi 85
Şekil 3.49. Alarm izleme ekranı 86
Şekil 3.50. Hata tespit ekranı (Tag Viewer) 87
Şekil 3.51. IEC61000-4-30 Rapor ekranı 87
Şekil 3.52. Enerji kullanım rapor ayarları 88
Şekil 3.53. PSO Kullanıcı ekleme Security ana menüsü 89
Şekil 3.54. PSO Kullanıcı ekleme - Security ana menüsü Rol belirleme sekmesi 89
Şekil 3.55. PSO Kullanıcı ekleme - Security ana menüsü kullanıcı ekleme sekmesi 89
Şekil 4.1. RMU Panolarının değiştirilmesi maliyet kalemleri pasta grafiği 96
Şekil 4.2. RMU Panolarının modernizasyonu maliyet kalemleri pasta grafiği 96
Şekil 4.3. RMU Panolarının değiştirilmesi maliyet kalemleri grafiği 97
Şekil 4.4. RMU Panolarının modernizasyonu maliyet kalemleri grafiği 97
Şekil 4.5. Proje maliyetlerinin karşılaştırması 98

TABLOLAR DİZİNİ

Tablo 1.1. Modbus fonksiyon listesi 15
Tablo 1.2. ASCII tablosu 17
Tablo 1.3. Modbus RTU mesaj çerçevesi 18
Tablo 1.4. IEC 61850 standardı alt başlıkları (IEC 61850) 20
Tablo 1.5. IEC 60870-5 standardı alt başlıkları (IEC 60870) 22
Tablo 2.1. ANSI cihaz numaraları örnekleri 28
Tablo 2.2. LPVT sensör teknik verileri (ZELISKO) 33
Tablo 2.3. LPCT sensör teknik verileri (ZELISKO) 35
Tablo 2.4. Zelisko GIM cihazı Modbus adres listesi 38
Tablo 2.5. COM-AP Jeneratör kontrolörü modbus adres listesi 46
Tablo 2.6. KGK modbus adres listesi 47
Tablo 2.7. Scada bilgisayarı teknik özellikleri 49
Tablo 4.1. Maliyet unsurları (Küçük, ve diğerleri, 2020) 90
Tablo 4.2. RMU ‘ların değişimi RMU panolar değişimi maliyet tablosu 91
Tablo 4.3. RMU ‘ların değişimi saha işçilik maliyet tablosu 91
Tablo 4.4. RMU’ların modernizasyonu RTU panoları maliyet tablosu 92
Tablo 4.5. RMU ‘ların modernizasyonu saha işçilik maliyet tablosu 92
Tablo 4.6. AG RTU panolar ve ATS pano modifikasyonları-Ortak maliyet tablosu 92
Tablo 4.7. Scada PC ve Enerji izleme yazılımları – Ortak maliyet tablosu 92
Tablo 4.8. Yazılım geliştirme ve devreye alma – Ortak maliyet tablosu 92
Tablo 4.9. Genel masraflar – Ortak maliyet tablosu 93
Tablo 4.10. RMU Panolarının değişimi proje toplam maliyet tablosu 93
Tablo 4.11. RMU Panolarının modernizasyonu proje toplam maliyet tablosu 93
Tablo 4.12. Ortak maliyetler tablosu 94
Tablo 4.13. Maliyet karşılaştırma tablosu ve tasarruf oranları tablosu 94
Tablo A.1. Network adres planlama-1 106
Tablo A.2. Network adres planlama-2 107
Tablo B.1. Scadapack RTU’dan alınan sinyal listesi 108

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

Hz	: Hertz
kA	: Kiloamper
kV	: Kilovolt
kVA	: Kilovoltaamper
kVAr	: Kilovoltaamper Reaktif
kW	: Kilowatt
kWh	: Kilowatsaat
kΩ	: Kiloohm
mt.	: Metre
MVA	: Megavoltaamper
MVAr	: Megavoltaamper Reaktif
MWh	: Megawatsaat
pF	: Pikofarad
°C	: Santigrad Derece

Kısaltmalar

AC	: Alternating Current (Alternatif Akım)
ADP	: Ana Dağıtım Panosu
ADU	: Application Data Unit (Uygulama Veri ünitesi)
AG	: Low Voltage (Alçak Gerilim)
ANSI	: American National Standards Institute (Amerikan Ulusal Standartlar Enstitüsü)
Bps	: Bit per second (Saniyedeki bit sayısı)
CT	: Current Transformer (Akım Transformatörü)
COSEM	: Companion Specification for Energy Metering (Enerji Ölçümü İçin Tamamlayıcı Şartname)
DC	: Direct Current (Doğru Akım)
DLMS	: Device Language Message Specification or Distribution Line Message Specification (Aygıt Dili İleti Belirtimi veya Dağıtım Hattı İleti Belirtimi)
DLMS UA	: DLMS User Association (DLMS Kullanıcı Birliği)
AIE+	: Alınan Aktif Enerji
RIE+	: Alınan Reaktif Enerji
FV	: Fotovoltaic (Fotovoltaik)
GSSE	: Generic Substation State Events (Genel Trafo Merkezi Olayları)
GOOSE	: Generic Object Oriented Substation Events (Genel Nesneye Yönelik Trafo Merkezi Olayları)
HMI	: Human Machine Interface (İnsan Makine Arayüzü)
IEC	: International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komite)
IED	: Intelligent Electronic Devices (Akıllı Elektronik Cihaz)

IIS : Internet Information Server (Internet Bilgi Sunucusu)
IPSEC : Internet Protocol Security
KGK : Kesintisiz Güç Kaynağı
KPI : Key Performance Indicator (Anahtar Verim Göstergesi)
LAN : Lokal Area Network (Dahili Alan Ağı)
LCD : Liquid Crystal Display (Sıvı Kristal Gösterge)
LN : Logical Node (Mantıksal Düğüm)
LPCT : Low Power Current Transformer (Düşük Güçlü Akım Transformatörü)
LPVT : Low Power Voltage Transformer (Düşük Güçlü Gerilim Transformatörü)
MBAP : Modbus Application Protocol (Modbus Uygulama Protokolü)
MQTT : Message Queuing Telemetry Transport (Mesaj Kuyruğu Telemetri Aktarımı)
RMU : Ring Main Unit (Halka Ana Ünite)
SCADA : Supervisory Control and Data Acquision (Merkezi Denetim ve Veri Toplama)
VT : Voltrage Transformer (Gerilim Transformatörü)
YG : High Voltage (Yüksek Gerilim)
PDU : Protocol Data Unit (Protokol Veri Ünitesi)
PLC : Programmable Logic Controller (Programlanabilir Mantıksal Denetleyici)
PSO : Power Scada Operation (Schneider)
RTU : Remote Terminal Unit (Uzak Uç Ünite)
Slave-ID : Slave Identification Number (Köle Tanımlayıcı Numara)
SNMP : Simple Network Menagement Protocol (Basit Ağ Yönetim Protokolü)
UN : Nominal Voltage (Nominal Gerilim)
VDS : Voltage Detecting System (Gerilim Algılama Sistemi)
VPIS : Voltage Presence Indicator System (Gerilim Varlığı Gösterme Sistemi)
VPIS-VO : Voltage Presence Indicator System- Voltage Output (Gerilim Varlığı Gösterme Sistemi-Gerilim Çıkışlı)
VPN : Virtual Private Network
VVO : Volt/VAR Optimization (Volt/VAR Kontrolü)

AKILLI ŞEBEKE UYGULAMALARINDA YÜKSEK GERİLİM ENERJİ İZLEME SİSTEMLERİNİN İNCELENMESİ "BİR HAVAALANI ÖRNEĞİ"

ÖZET

Bu tezde bir hava alanı yerleşkesinin yüksek gerilim enerji beslemesi ve dağıtımında kullanılmış olan mevcut RMU (Ring Main Unit) panoların enerji izleme sistemine uygun olarak gerilim ve akım sensörlerinin eklenerek enerjinin iletimi, dağıtımı ve izlenmesinde kullanılan bir SCADA (Supervisory Control and Data Acquistion) yazılımı ile izlenmesi ve raporlanması sağlanarak akıllı şebeke uygulamasının nasıl gerçekleştirileceği gösterilmiştir. İzleme sistemine alçak gerilim panolarında bulunan enerji analizörlerinin de eklenmesi ile her tüketici bölge ile ilgili detaylı enerji kullanım miktarı, arıza, tanılama ve teşhis bilgileri elde edilerek detaylı raporlar oluşturulmuştur. Jeneratör kontrolörleri de izleme sistemine dahil edilerek jeneratörler ile ilgili çalışıyor, arıza, şebeke var-yok, hazır, sıcaklık gibi veriler de scada sistemine eklenmiştir.

Gerilim, akım, güç faktörü, aktif-reaktif-kapasitif güç, tüketilen enerji gibi verilerin sahadan okunması ve verilerin scada'ya aktarılması, saha ekipmanı kontrolü için gerekli olabilecek analog ve dijital giriş-çıkışlara sahip RTU (Remote Terminal Unit) panoları tasarlanmıştır. Scada merkezi ile haberleşme için Modbus-TCP protokolü tercih edilmiş, RTU panoları ring network topolojisini destekleyen fiber optik yönetilebilir ethernet ağ anahtarları ile donatılmıştır.

Enerji izleme scada sistemine özel yerel ağ tasarlandığından haberleşme protokolü olarak Modbus-TCP tercih edilmiştir. Sahada bulunan kesintisiz güç kaynakları, alçak gerilim enerji analizörleri, jeneratör kontrolörleri gibi Modbus-RTU protokolü ile seri haberleşme yapabilen cihazlar Modbus-TCP'den Modbus-RTU'ya protokol dönüştürücü cihazlar ile yerel haberleşme ağına dahil edilmiştir. Yüksek gerilim enerji izleme sisteminin gerçekleştirilmesi için mevcut RMU panolarının modernize edilmesi kurulum maliyetinin önemli ölçüde düşmesini sağlamıştır.

Anahtar Kelimeler : Akıllı Şebeke, Enerji Otomasyonu, LPCT, LPVT, SCADA.

INVESTIGATION OF HIGH VOLTAGE ENERGY MONITORING SYSTEMS IN SMART GRID APPLICATIONS: A CASE STUDY IN AIRPORT

ABSTRACT

In this thesis, the existing RMU (Ring Main Unit) panels used in the high voltage energy supply and distribution of an airport campus are modified by adding voltage and current sensors in accordance with the energy monitoring system, and monitoring with a scada software used in the transmission, distribution and monitoring of energy, and smart grid application was realized by ensuring reporting. With the addition of energy analyzers located in low voltage panels to the monitoring system, detailed reports were obtained by obtaining detailed energy usage amount, malfunction and diagnostic information about each consumer zone. Generator controllers are also included in the monitoring system, and data such as working, malfunction, mains-present, ready, temperature, fuel level related to generators are also added to the scada system.

RTU panels with analog and boolen inputs and outputs that may be required for reading data such as voltage, current, power factor, active-reactive-capacitive power, consumed energy from the field and transferring the data to scada and controlling field equipment were designed. Modbus-TCP communication protocol is preferred for communication with scada, RTU panels are equipped with fiber optic layer III manageable Ethernet Switches that support ring network topology.

Since a special local area network is designed for the energy monitoring scada system, Modbus-TCP is preferred as the communication protocol. Devices that communicate in serial with Modbus-RTU protocol such as uninterruptible power supplies, low voltage energy analyzers, generator controllers in the field have been included in the local area network with Modbus-TCP to Modbus-RTU protocol converter devices.

The modernization of existing RMU panels for the realization of the high voltage energy monitoring system resulted in a significant reduction in installation cost.

Keywords: Smart Grid, Energy Automation, LPCT, LPVT, SCADA.

GİRİŞ

Enerjinin üretimi, iletimi ve dağıtımı, arz güvenliği gibi anahtar konuları içeren enerji yönetimi, modern toplumun en önemli konularından biridir. 21. yüzyılda teknolojideki hızlı gelişmeler ve nüfus artışı, tüketim alışkanlıklarının değişmesi sonucunu da beraberinde getirerek enerjiye olan ihtiyacını günden güne arttırmış, enerjinin sürekliliği ve kalitesi konularının önemi artmıştır. Enerji kalitesi ve sürekliliğinin devamlı olarak sağlanması için; üretim, iletim ve dağıtım noktalarının sağlıklı bir şekilde işletilmesi gereklidir. Bu amacın gerçekleştirilmesi için scada sistemleri kullanılmaktadır.

Enerjinin sürekliliğinin ve kalitesinin hayati olduğu sektörlerde faaliyet gösteren büyük ve orta ölçekli işletmeler, dahili enerji dağıtım sistemlerini izlemek ve aynı zamanda kontrolünü sağlamak için kendi scada merkezlerini kurmaya başlamışlardır. Bu tür işletmelerde enerji dağıtımı genellikle YG (Yüksek Gerilim) seviyesinde olmaktadır.

Enterkonnekte sistemde yaşanabilecek herhangi bir problem veya arıza durumunda, enerji kesintisinin yüksek risk oluşturduğu; havacılık, demir-çelik, madencilik, sağlık gibi kritik sektörlerde, enerji sisteminin mümkün olan en kısa süre içerisinde manuel veya otomatik olarak yedeklenmesi ve dahili dağıtım sisteminde oluşan problem veya arızanın oluştuğu bölgenin hızlı bir şekilde tespit edilerek oluşan probleme uygun olarak müdahale edilmesine ve sistemin normal çalışma şartlarına döndürülmesine yardımcı olur. Yedek sistemlerin emre amadeliğin devamlılığının sağlanması ve uzun ömürlü olması için periyodik bakımların yanında koruyucu-kestirimci bakımlar yapılır. Bu bakımların planlanabilmesi için sahadaki cihaz ve varlıklardan veriler toplanarak KPI'ların (Key Performance Indicator) oluşturulması ve analizi gereklidir ve bu süreç "Varlık Yönetimi" (Asset Management) olarak bilinir. KPI'ları oluşturmak için kullanılan ham verileri sahadan toplamak için ek donanımlar gereklidir. Bu donanımlara örnek olarak PLC, RTU, giriş-çıkış üniteleri, enerji analizörleri gibi cihazlar kullanılabileceğinin gibi jeneratör, KGK (Kesintisiz Güç Kaynağı), koruma röleleri gibi cihazların haberleşme üniteleriyle donatılması bu cihazların da veri

kaynağı olarak kullanılmasını sağlar. Bu cihazlar scada ile haberleşirken IEC 61850, IEC 60870-1, IEC 60870-3, IEC 60870-4, Modbus-TCP, Modbus-RTU gibi protokoller kullanır.

(Şık, 2014) yaptığı çalışmasında oluşturduğu Microgrid Prototipini kontrol etmek amacıyla S7 1200 PLC kullanarak enerji yönetim sistemi tasarımı gerçekleştirerek küçük ölçekli şebekelerde karşılaşılan üretim, tüketim, enerji depolama ve şebekeden bağımsız /bağımlı çalışma senaryolarının gözlemlenmesi üzerinde durmuştur.

(Tiryaki, 2016) akıllı şebekeleri inceleyerek klasik yüksek gerilim trafo merkezi ile akıllı yüksek gerilim trafo merkezi karşılaştırmalı olarak incelenmiş, akıllı şebekelerde yüksek gerilim trafo merkezlerinin tasarımı üzerinde durmuştur.

(İnce, 2015) Akıllı Ev uyumlu cihazların Akıllı şebeke ortamındaki önemini ortaya koymak amacıyla bina enerji yönetim sistemlerinde kullanıma uygun ZigBee Radyo modülü haberleşen akıllı priz cihazları geliştirmiştir.

(Ateş, 2018) çalışmasında 50 VA transformatör örneği ile transformatör primer-sekonder akımları , sıcaklık sensörleri ile sargı sıcaklığını ve , nem sensörü ile ortamın nem oranının izleme ve takibinin yapılabildiği deney seti tasarlayarak Nesnelerin İnterneti (IoT) tabanlı transformatör merkezinin uygulanabilirliği ve geliştirilebilirliğini incelmiştir.

(Şahin, 2010) Enerji otomasyon sisteminde bulunan özellikleri açıklamış, enerji otomasyon sistemlerinde kullanılan sinyal ve haberleşme teknikleri konusunda çeşitli bilgiler vererek enerji sistemlerinin işletme fonksiyonlarını detaylı olarak incelemiş, farklı iki tesislerde uygulanmış olan yük atma senaryosu ve transformatörlerin paralel kullanılabilmesi için gerekli olan yazılımlarla ilgili açıklamalarda bulunmuştur.

(Hoşavcı, 2008) çalışmasında PLC-Scada tabanlı olarak elektrik enerji sistemlerinin izlenmesi, enerji üretimini ve dağıtımını kontrol eden otomatik kontrol sistemi üzerinde durmuştur. Bileşik Isı Güç Üretim Santrali, jeneratörler ve üç adet trafo merkezli içeren bir kimya tesisinde scada yazılımıyla aracılığıyla sistemin tek merkezden denetlenmesine olanak sağlayan enerji izleme sisteminin gerçekleştirilmesi üzerinde durmuştur.

(Gürbüz, 2019) Yük dalgalanmalarını önlemek amacıyla Akıllı Şebeke Kontrol uygulamalarında kullanılabilecek yük tahmini için tespit ve izolasyon tahminlerini sağlayan çeşitli yöntemler önermiş, son 11 yılın yük tüketim verilerini kullanan Yapay Sinir Ağı (YSA) ile akıllı şebeke kontrolünde doğru bir yük tahmin modeli geliştirerek MATLAB ANN aracında simülasyonunu gerçekleştirerek enerji iletim şebekesinin güvenilir çalışabildiğini göstermiştir.

(Yenilmez, 2016) Çalışmasında akıllı şebekenin temel bileşenleri, akıllı şebeke mimarisinde kullanılan teknolojiler, enerjinin etkin ve verimli kullanımı, dağıtım sistemi otomasyonunun gelişimi ve otomasyon sisteminin temel özelliklerini ele alınmış, daha sonra dünyada ve Türkiye de akıllı şebeke özelinde dağıtım sistemlerdeki gelişmeleri incelemiştir.

(Gözüoğlu, 2018) çalışmasında akıllı şebeke uygulamalarına yeni başlayan mühendis ve öğrenciler gerekli olan göreceli olarak uygun maliyetli Arduino tabanlı çalışma ve test laboratuvarı tasarlamayı hedefleyerek, bu çalışma platformunda mikro ölçekli şebeke modelleyerek çeşitli senaryo ve analizler gerçekleştirerek kullandığı eğitim setinin gerçek bir elektrik şebekesine uygulanabileceğini göstermiştir.

(Bektaş, 2008) Çalışmasında PLC ve Scada tabanlı otomasyon sistemiyle endüstriyel bir işletmedeki enerji dağıtım sistemini kontrol edebilmek için dağıtım sisteminde bulunan güç analizörlerinden aldığı akım, gerilim, güç, frekans, güç faktörü değerlerini Scada bilgisayarından anlık izleyerek belirli aralıklarla veri tabanına kaydetmiş, excell formatında raporlanabileceğini, veri tabanında kaydedilen verilerin Matlab programında grafiksel analizinin yapılabileceğini göstermiştir.

Bu tezin daha önce yapılmış olan çalışmalardan farkı, eski teknolojiye sahip RMU (Ring Main Unit) panolarıyla gerçekleştirilmiş bir YG enerji dağıtım sisteminin Akıllı Şebeke (Smart Grid) uygulamalarına uygun olarak modernize edilmesi ve kurulum maliyetinde ciddi avantaj sağlamasıdır.

Bu modernizasyonu mümkün kılan son yıllarda geliştirilen küçük hacimli, RMU panolarının bağlantı teknolojisine uygun olarak geliştirilmiş olan LPVT (Low Power Voltage Transformer), LPCT (Low Power Current Transformer) sensörleri ve bu sensörleri kullanan akıllı koruma röleleridir (IED-Intelligent Elecronic Devices).

1. AKILLI ŞEBEKELER

Son yıllardaki artan enerji talebinin karşılanmasında iklim değişikliğinin etkisi dikkate alınarak yenilenebilir enerji üretim yöntemlerine yönelme olmuştur. Yenilenebilir enerji üretimi dağınık yapıda üretim santrallerinden oluşması elektrik şebekelerinin yönetilmesi gerekliliğini beraberinde getirerek akıllı şebeke kavramını ortaya çıkarmıştır.

1.1. Akıllı Şebeke Tanımı

Akıllı Şebekenin ilk resmi tanımı, Ocak 2007'de ABD Kongresi tarafından onaylanan ve Aralık 2007'de Başkan George W. Bush tarafından imzalanan 2007 Enerji Bağımsızlığı ve Güvenlik Yasası (EISA, 2007) tarafından sağlanmıştır. Bu tasarı Akıllı Şebeke için bir tanım olarak kabul edilebilir. Bu tasarıda, gelecekteki talep büyümesini karşılayabilen güvenilir ve güvenli bir elektrik altyapısını korumak ve Amerikan ulusunun elektrik iletim ve dağıtım sisteminin modernizasyonunu desteklemenin Amerika Birleşik Devletlerin politikası olduğu belirtilmekte ve modernizasyon hedefleri on madde ile açıklanmaktadır (EISA, 2007).

a. Elektrik şebekesinin güvenilirliğini, güvenliğini ve verimliliğini artırmak için dijital bilgi ve kontrol teknolojisinin artan kullanımı.
b. Tam siber güvenlik ile Şebeke operasyonları ve kaynaklarının dinamik optimizasyonu.
c. Yenilenebilir kaynaklar da dahil olmak üzere dağıtılmış kaynakların ve üretimin dağıtılması ve entegrasyonu.
d. Talep yanıtının, talep tarafındaki kaynakların ve enerji verimliliği kaynaklarının geliştirilmesi ve dahil edilmesi.
e. Ölçüm, şebeke işlemleri ve durumuyla ilgili iletişim ve dağıtım otomasyonu için "akıllı" teknolojilerin (cihazların ve tüketici cihazlarının fiziksel işleyişini optimize eden gerçek zamanlı, otomatikleştirilmiş, etkileşimli teknolojiler) yaygınlaşması.
f. "Akıllı" cihazların ve tüketici cihazlarının entegrasyonu.

g. Fişe takılabilir elektrikli ve hibrid elektrikli araçlar ve termal depolamalı klimalar da dahil olmak üzere gelişmiş elektrik depolama ve tepe kırpma teknolojilerinin dağıtımı ve entegrasyonu.
h. Tüketicilere zamanında bilgi ve kontrol seçeneklerinin sağlanması.
i. Şebekeye hizmet veren altyapı da dahil olmak üzere, elektrik şebekesine bağlı cihaz ve ekipmanların iletişim ve birlikte çalışabilirliği için standartların geliştirilmesi.
j. Akıllı şebeke teknolojilerinin, uygulamalarının ve hizmetlerinin benimsenmesinin önündeki mantıksız veya gereksiz engellerin belirlenmesi ve azaltılması.

Akıllı Şebeke, "düşük kayıplı, emniyetli ve kaynağın yüksek kalite seviyeli arz ve güvenlikli, ekonomik açıdan verimli, sürdürülebilir güç sistemi sağlamak için kendisine bağlı tüm kullanıcıların (jeneratörler, tüketiciler ve her ikisini de yapanların) davranışlarını ve eylemlerini uygun maliyetli bir şekilde entegre edebilen bir elektrik ağı" olarak tanımlamıştır (URL-1). Akıllı şebeke, haberleşme teknolojisine sahip akıllı cihazların kullanımı ile aşağıdaki hedeflerin gerçekleştirilmesine odaklanır:

a. Her boyutta ve teknolojideki enerji üreteçlerinin sisteme bağlantısının kolaylaştırılması ve çalışmasının daha iyi hale getirilmesi.
b. Tüketicilerin, enerji üretim ve dağıtım sisteminin işleyişini en iyi hale getirmede rol üstlenmesine izin verilmesi.
c. Tüketicilere, tükettikleri enerjiyi nasıl kullanacakları hususunda daha fazla anlık bilgi ve tüketim seçeneklerinin sağlanması.
d. Genel olarak elektrik üretim, iletim ve dağıtım sisteminin çevresel etkisini önemli ölçüde azaltılması
e. Halihazırdaki yüksek seviyedeki sistem güvenilirliğini, kalitesini ve arz güvenliğinin korunması ve mümkünse geliştirilmesi.
f. Halihazırda verilen hizmetlerin verimli bir şekilde devam ettirilmesi ve geliştirilmesinin sağlanması.

Yukarıdaki çoğu tanım için ortak nokta, dijital veri işlemenin ve iletişim teknolojilerinin güç şebekesine uygulanmasıdır. Bu özellikleriyle akıllı şebekenin merkezini veri iletimi ve bilgi yönetimi alır. Gelişmiş sensörlere sahip akıllı cihazların güç şebekelerinde kullanılmasıyla elde edilen ham verilerin dijital olarak işlenmesi

suretiyle pek çok yeni veri elde edilir. Verilerin işlenmesi ve kontrol merkezine iletilmesiyle bu veriler değişik karar verme algoritmalarına girdi olabilir. Veri çeşitliliği ve zenginliği haberleşme sistemlerinin desteği ve karar verme süreçleri sonrasında sistemin yetenekleri artar. Bu yetenekler sonucunda ortaya çıkan şebeke ile ilgili yeni ve büyük miktardaki bilgilerinin sisteme entegrasyonu, akıllı şebekelerin tasarımında zorluk oluşturan önemli konulardan biridir. Elektrik hizmet şirketleri bu yeni yaklaşıma adapte olabilmek için, akıllı şebeke tasarımında önemli bir sorun olan yeni bilgilerin entegrasyonu için haberleşme altyapısının iyileştirilmesi, akıllı şebekenin özü olan izleme, kontrol ve karar verme süreçlerini içinde barındıran scada sistemlerinin geliştirilmesi ve operatörlerin eğitilmesi ile iş süreci dönüşümünü gerçekleştirmek durumundadırlar. Elektrik şebekesi modernizasyonunda, özellikle trafo ve dağıtım otomasyonunda devam eden çalışmaların çoğu artık akıllı şebekenin genel konseptinde yer almaktadır (URL-1).

1.2. Akıllı Şebekenin Özellikleri

Akılı şebekenin tanımlarından bu konuda ortak bir anlayışın olmadığı çıkarılabilirse de akıllı şebekenin özellikleri genel olarak güvenilirlik, şebeke yapısındaki esneklik, verimlilik, yük dengeleme-ayarlama, tepe kısıtlama-kullanım süresi, sürdürülebilirlik, talep yanıt desteği, çevreye duyarlılık şeklinde kategorize edilebilir.

1.2.1. Güvenilirlik

Akıllı şebeke, şebekenin belirli bölümleri için oluşan hataları, hata sebeplerini hata sıklığı gibi bilgilerin belirlenmesi ve izlenmesi ile bu verilerden yola çıkarak şebekenin kendi kendine iyileştirilmesini sağlayan algoritmalar çalıştırır. Oluşan arızalar hızlı bir şekilde hatanın izole edilmesi, gerilim azaltma, yük atma gibi yöntemlerden uygun olanı tercih edilerek enerjinin sürekliliği ve tedariki güvenilirliğini arttırır.

1.2.2. Şebeke yapısı esnekliği

Günümüzde enerji dağıtım yapısı ve yük yapısı yeni teknolojilere ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı rüzgâr türbinleri, güneş enerjisinden elektrik üreten FV (fotovoltaik) paneller, pompalamalı hidroelektrik üretim kaynakları, enerji depolama tesisleri, yeni yeni hayatımıza girmekte olan ve ani yük talebi oluşturan elektrikli

araçların şarj istasyonları gibi üretim ve tüketim tesislerinin dağıtım sistemine bağlanması neticesinde dinamik ve çift yönlü enerji akışı oluşmaktadır. Akıllı şebeke teknolojileri bu kaynakların yönetilerek esnek bir şebeke yapısı sağlamayı amaçlamaktadır.

1.2.3. Verimlilik

Enerji üretim ve dağıtım unsurlarının optimum şartlar altında kullanılması verimlik arttırıcı önemli bir yaklaşımdır. Enerji kullanımının yoğun olduğu saatlerde verimliliği arttırmaya yönelik çeşitli yöntemler uygulanabilir. Bu saatlerde tüketici tarafındaki yüklerin devreden çıkartılması gibi talep tarafı yük kontrolü gerçekleştirilebilir. Enerji iletim hattı kayıplarının en aza indirilmesi amacıyla şebeke geriliminin optimum gücü sağlayacak şekilde ayarlanmasını amaçlayan VVO (Volt/VAR optimizasyonu) uygulaması yapılabilir. Benzer olarak enerji talebinin yoğun olduğu saatlerde üretim jeneratörlerinin otomatik olarak başlatılması ve talebin azalmasıyla birlikte otomatik olarak devreden çıkartılması sağlanabilir. Bu tür uygulamalar üretim kaynaklarının optimum kullanımını sağlaması ve aynı zamanda daha kısa çalışma süresinden dolayı üretim santrallerinin daha uzun ömürlü olmasını sağlar. Uzaktan sayaç okuma yapılabilen akıllı sayaçlar ile sayaç okuma hizmetlerindeki maliyetler azaltılabilir ve aynı zamanda kayıp-kaçak takibi yapılabilir. Bu tür uygulamalar akıllı şebekenin verimlilik arttırıcı yönleridir.

Yapılan çalışmalarla VVO ile Şebekedeki en iyi gerilim profilini ve minimum reaktif güç akışını sağlanması ile sistem kayıpları azaltılabileceği, kullanıcının gerilim değişimlerinin en aza indirilmesine yardımcı olabileceği, yatırımların azaltılabileceği, ertelenebileceği, mevcut ekipmanların güç sağlama kapasitelerinin artırılmasının sağlanabileceği gösterilmiştir (Yenilmez, 2016).

1.2.4. Yük dengeleme-ayarlama

Şebekeye bağlı olan alıcıların yük talebi zaman içinde dinamik olarak değişen bir yapıdadır. Toplam yük miktarı şebekedeki bireysel tüketicilerin tüketim alışkanlıkları ile doğrudan ilişkili olduğundan dinamik olarak artan enerji talebini karşılayabilmek için geleneksel yöntem başlatma süresi uzun olan büyük jeneratörlerin yerine hızlı başlatılabilen jeneratörlerin hazır bekletilmesidir. Akıllı şebeke, enerji talebini

karşılamak amacıyla büyük jeneratör için gerekli olan başlatma süresini talep tarafında bulunan akıllı cihazları veya büyük tüketicileri uyararak sağlayabilir. Çamaşır makinesi, bulaşık makinesi, buzdolabı, klima gibi evsel tüketim cihazları ile daha büyük enerji tüketicilerinin akıllı şebekeye bağlanarak enerji talebinde bulunması yöntemiyle ihtiyaç duyulan enerji miktarı matematiksel yöntemlerle tahmin edilebilir. Bu çalışmaya, çamaşır makinesi çalıştırmak isteyen bir ev kullanıcısının makinenin başlatma tuşuna bastıktan sonra makinenin şebeke işletmecisi ile iletişim kurarak enerji talebinde bulunması, talebi alan işletmecinin gerekli jeneratör gücünü sağladıktan sonra enerji talebine olumlu yanıt vermesi, olumlu yanıtı alan çamaşır makinesinin çalışmaya başlaması örnek senaryo olarak verilebilir.

Yük dengelemesini sağlayabilmek için geleneksel yaklaşım, enerji ücretlerinin enerji talebinin yüksek olduğu saatlerde daha pahalı olması esasına dayanarak tüketici alışkanlıklarını değiştirme odaklıydı. YEK'lerin ve enerji depolama sistemlerinin yaygınlaşması tüketici davranışlarını etkilemeden enerji talebinin az olduğu saatlerde enerji depolaması yapılarak enerji talebinin yüksek olduğu saatlerde depolanan enerjinin şebekeye geri verilerek ani yük taleplerinin karşılanması sağlanabilir. Böyle bir uygulama ile şebekenin daha dengeli olması sağlanarak enerji maliyetleri optimize edilebilir.

1.2.5. Tepe kısıtlama-kullanım süresi

Bir önceki maddede değinildiği gibi enerji talebinin en yüksek olduğu saatlerde enerji ücretlerinin daha yüksek olmasının enerji talebini azaltacağı yaklaşımı ile, şebeke işletmecisinin, akıllı cihazları enerji ücretlerinin değişimi ile ilgili bilgilendirebilir. Bu süreler içerisinde ne zaman ve ne kadar enerji tükettiğini izleyerek tüketici davranışları hakkında bilgi toplayabilir. Bununla birlikte sistem aşırı yüklenme sorunlarını önlemek için tepe güç kısıtlama ve düzenleme amacıyla tüketici cihazlarla doğrudan iletişim kurarak enerji sisteminin aşırı yüklenmesi durumu hakkında akıllı cihazları uyarabilir, gereksiz yükleri kapatabilir. Bir şehirdeki akıllı klimaların sıcaklık set değerlerinin değiştirilmesi veya bulaşık makinelerinin geçici olarak durdurulması suretiyle enerji talebinin azaltılması bu senaryoya örnek olarak verilebilir. Buradaki temel fikir, tüketicilerin enerji taleplerini enerji ücretlerinin düşük olduğu saatlere kaydırmasının ekonomik faydasını gördüklerinde sahip oldukları cihazlarına bu

özellikleri kazandırarak enerji verimliliğinin artırılması çabasına katılımının sağlanacağıdır.

1.2.6. Sürdürülebilirlik

Mevcut şebeke altyapısı, birçok dağıtılmış besleme noktasına izin verecek şekilde tasarlanmadığından rüzgâr enerjisi, güneş enerjisi gibi doğa koşullarına bağlı olarak dinamik olarak değişen bir enerji üretim karakteristiği olması nedeniyle enerji arzında kararsızlıklara sebep olmaktadır. Fırtınalı veya bulutlu hava şartları nedeniyle dağınık üretimdeki hızlı dalgalanmalar kontrol altına alınmalıdır. Gaz ve hidroelektrik türbinleri gibi ürettikleri enerji miktarı sürekli olarak kontrol edilmesi gereken jeneratörlerin çalışma şartlarını düzenleyerek düzenli şebeke güç seviyelerini sağlamaya çalışan güç mühendisleri için bu tür dalgalanmalar önemli bir zorluk olmaya devam etmektedir. Enerji depolama gibi ani yük taleplerine hızlı tepki verebilecek enerji arzı çözümleri olmadan, üretim gücü dinamik değişen YEK'lerin (Yenilenebilir Enerji Kaynakları) enerji dağıtım sistemine bağlantısının daha fazla sağlanabilmesi ve aynı zamanda şebeke dengesinin korunabilmesi için akıllı şebeke uygulamaları gereklidir. Artan nüfus, endüstri ve imalat sanayisindeki enerji talebindeki artışa paralel olarak sürekli gelişen şebeke altyapısının sürdürülebilir olması için yeni hayata geçirilecek projelerin akıllı şebeke konseptine uygun olarak projelendiriliyor olması ülkemizin bu konuda bir vizyona sahip olduğunu göstermektedir.

1.2.7. Talep yanıt desteği

Talep yanıtı desteği, üretim santrallerinin ve yüklerin gerçek zamanlı olarak haberleşmesine izin vererek ani yük talebini dengelemeye yardım eder. Artan talep miktarının ortadan kalkmasıyla yedek üreteç ekleme maliyeti ortadan kalkar, mevcut yedek üreteçlerin çalışma sürelerinin azalması nedeniyle bu ekipmanların yıpranmalarının azalmasıyla ekipmanın ömrünü uzatır. Talep yanıt desteğinin yaygınlaştırılmasının sonucunda mevcut kaynaklar daha verimli kullanılabilir. Bununla birlikte tüketicilerin düşük öncelikli akıllı cihazlarının enerjiyi yalnızca en ucuz olduğunda kullanmaları yönünde programlamaları kullanıcıların enerji faturalarını düşürmelerini mümkün kılar. Halihazırda elektrik şebekesi yöneticisi şirketlerin üretim tesisleri, iletim hatları, trafo merkezleri, Yenilenebilir enerji

kaynaklarına dayalı üretim santralleri ve büyük enerji tüketicileri ile iletişime sahiptir. Yeni kurulan veya projelendirilen üretim tesisleri için enerji tedarik şirketlerinin scada altyapısına entegrasyonu zorunludur.

Enerji arz güvenliği kamu hizmetleri kapsamında olup oluşan enerji talebini karşılamakla sorumludur. Enerji talebi karşılanamadığı durumlarda enerji kesintileri oluşabilir. Bu kesintiler zincirleme etki ile çok geniş bir coğrafyayı etkileyebilir. Elektrik kesintileri tüketiciler açısından yüksek maliyetli olabileceği gibi sağlık sektörü gibi alanlarda ölümcül sonuçlara neden olabilir.

1.2.8. Pazar etkinleştirme

Akıllı şebeke, enerji üreticileri ve tüketiciler arasında iletişime izin verir ve hem tedarikçilerin üretim stratejilerinde hem de tüketicilerin tüketim stratejilerinde daha esnek olmalarına izin verir. Tepe kısıtlama-kullanım süresi özelliğinde olduğu gibi tüketiciler açısından enerji tarifesinin yüksek olduğu saatlerde yalnızca kritik yüklerin çalıştırılması sağlanarak daha az enerji bedeli ödeyebilirler. Üreticiler açısından ise çalıştırılma şartları daha esnek olan gaz, hidroelektrik türbinleri gibi jeneratörler enerji fiyatlarının daha yüksek olduğu saatlerde devreye alınarak daha karlı çalışmaları sağlanması gibi bir stratejiyi gerçekleştirebilir. Aynı zamanda bu çalışma stratejisi makine ve ekipman ömrüne olumlu katkı sağlar. Hava şartlarına bağlı olarak çalışan rüzgâr türbinleri, FV üretim tesisleri gibi çalışma şartları esnek olmayan üretim tesisleri ise halihazırda uygulamada olan tarife üzerinden değişken bir tarife ile ücretlendirilecektir. Bu yaklaşım, çok tarifeli enerji fiyatlama politikasının bir uzantısı olarak karşımıza çıkmaktadır.

1.2.9. Hizmetlerin geliştirilmesi

Akıllı cihazların desteği ve akıllı sensörlerin bu cihazlara entegrasyonu ile mevcut hizmetlerin yanı sıra daha önce olmayan yeni hizmet alanlarının ortaya çıkmasının sağlanmasıdır. Örneklerle ifade edilirse akıllı şebeke uygulamaları, yangın algılama sonrası enerjinin kesilmesi ve itfaiye birimlerinin yönlendirilmesi, deprem algılama sensörlerinin uyarılması sonrasında elektrik ve doğalgazın kapatılması, benzer olarak evlerde gaz kaçağı algılama sonrası enerjinin ve doğalgazın kesilerek doğalgaz işletmecisi şirketlere acil müdahale talep mesajlarının gönderilmesi gibi yeni

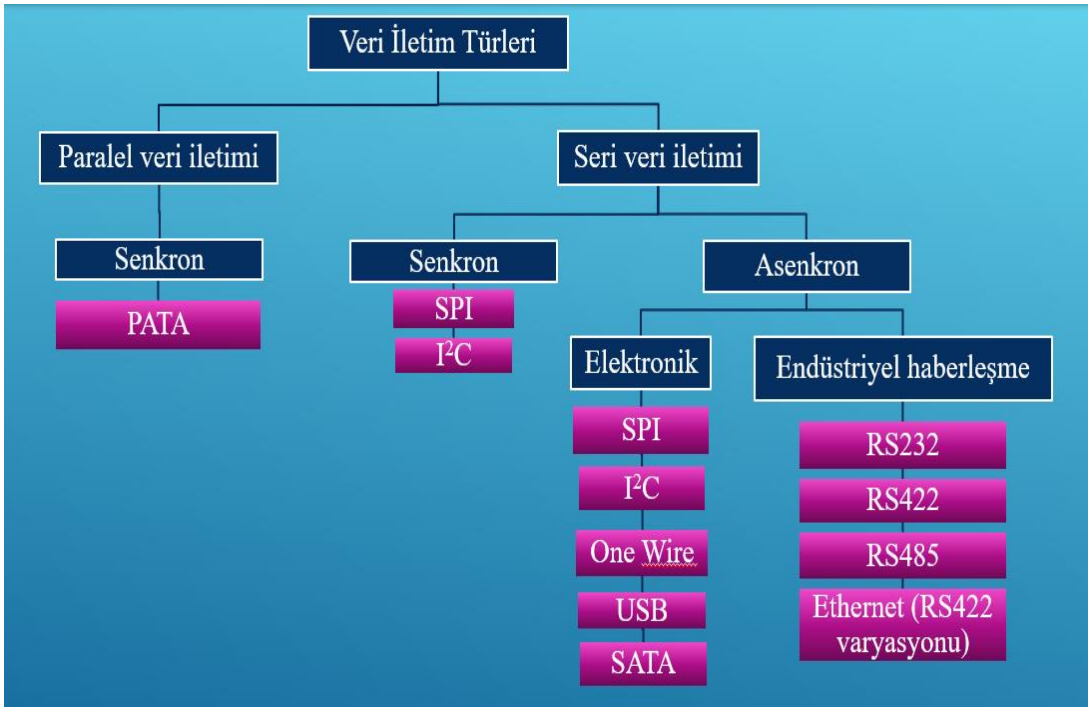
hizmetlerin ortaya çıkmasına zemin hazırlaması gibi yenilikçi hizmetlerin geliştirilmesinin önünü açar.

1.3. Akıllı Şebeke Uygulamalarında Haberleşme

Akıllı şebeke uygulamalarının merkezini haberleşme konusu oluşturmaktadır. Enerji izleme sistemlerinde fiziksel altyapı bakır iletkenler, fiber optik, mikrodalga ve kablosuz ağ, gsm-gprs altyapısı gibi farklı şekillerde oluşturulabilir. Uç cihazlar ile scada yazılımı arasında fiziksel iletişim ortamı üzerinde koşturulan haberleşme yapısı ise haberleşme protokolü olarak tanımlanabilir. Bu şekilde kontrol merkezi ve uç cihazlar arasında çift yönlü haberleşme sağlanır.

1.3.1. Veri iletim yöntemleri

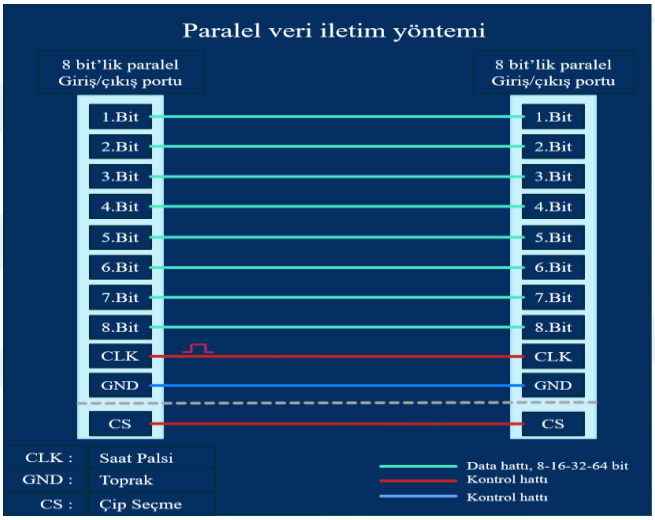
İki cihaz veya sistem arasında veri transferinde teknik olarak seri veya paralel olmak üzere iki tür yöntem kullanılır. İletilecek veriler bu iki yöntemden biri ile taşınır. İki cihaz arasındaki mesafe, taşınacak veri miktarı, iletişimin hızı gibi faktörler kullanılacak olan veri iletim yönteminin tercih edilmesinde etkili olmaktadır. Veri iletim türleri Şekil 1.1.'de sınıflandırılmıştır. İki yöntemin arasındaki farklar aşağıda kısaca açıklanmıştır.



Şekil 1.1. Veri iletim türleri

1.3.1.1. Paralel veri iletim yöntemi

Veri iletiminin en temel yöntemi olan paralel veri iletiminde veri hattına (Data bus) ek olarak saat sinyali (CLK) bulunur. Veri, alıcı tarafta saat sinyalinin yükselen veya düşen kenarında kabul edilir. Yüksek hızda haberleşmeyi destekleyen bu yöntemde veri yolunda birden fazla alıcı olması durumunda verinin hedefini belirleyen çip seçme (CS) hatları da olabilir. Her veri biti için bir iletim hattına gereksinim duyması nedeniyle uzun mesafelerde kullanımı tercih edilmez. Veri hatları 8,16,32,64 bit gibi 8'in katı olan farklı sayılarda olabilir. Paralel veri iletimi şematik diyagramı Şekil 1.2.'de verilmiştir.



Şekil 1.2. Paralel haberleşme

1.3.1.2. Seri veri iletim yöntemi

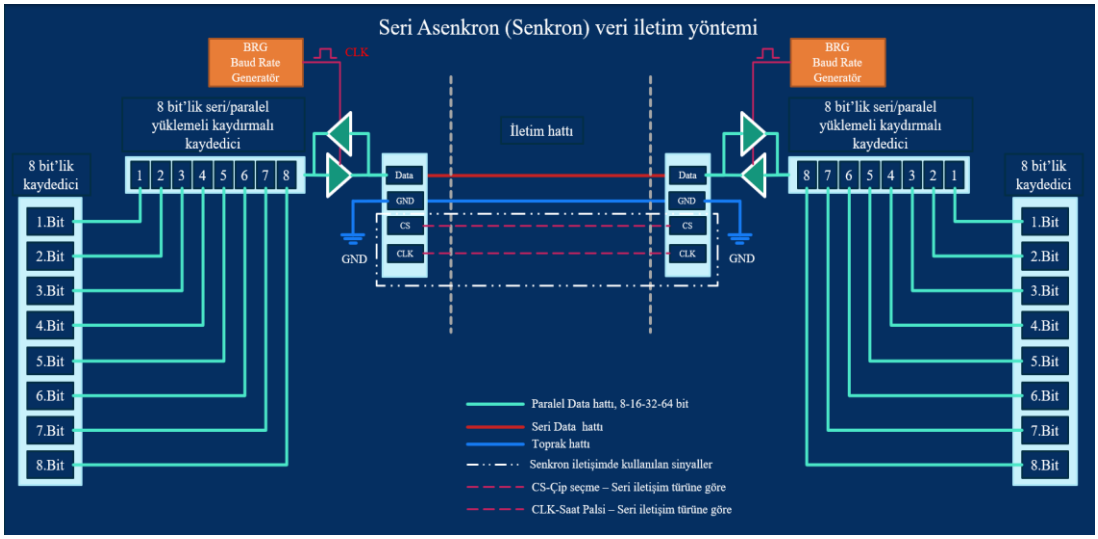
Veriler, ana işlemci veya kontrolörde 8,16,32,64 bit olarak işlenir. Başka bir üniteye veya cihaza iletilmek istenen veriler paralelden seriye çevrilerek iletilir. Bu dönüştürme işlemi yazılım seviyesinde yapılabileceği gibi genellikle donanım katmanında gerçekleştirilir. Böylece CPU veya kontrolörün iş yükü de azaltılmış olur. Seri haberleşmenin çeşidine göre seri senkron haberleşmede veri ve toprak hattına ek olarak saat sinyali de iletilir. Buna ek olarak çip seçme sinyali de iletilebilir.

Seri asenkron haberleşmede ise saat sinyali üreticisi alıcı ve verici tarafın her ikisinde de bulunur. Haberleşmenin kurulabilmesi için her iki cihazın konfigürasyonu her iki taraftaki saat hızları aynı olacak şekilde ayarlanır. Bu haberleşme şeklinde bir veri hattı

ve bir toprak hattı olmak üzere iki iletken ile iletişim kurulabilmesi nedeniyle endüstriyel uygulamalarda tercih edilir. İletim hattındaki veri olmasını temsil eden gerilim seviyesinin ayarlanabilmesi, bu sinyalin fiber optik kablo ile taşınabilmesi uzak mesafelerle kayıpsız haberleşme kurulabilmesine olanak sağlar. Aynı iletim hattına birden fazla alıcı/verici cihaz bağlanabilir. Böyle bir haberleşme altyapısı kurulduktan sonra bu haberleşme hattı üzerinde gönderilen verilerin nasıl kodlanacağı veya kodunun çözüleceği ise haberleşme protokolü olarak bilinir.

Hem senkron hem de asenkron veri iletiminin blok diyagramı Şekil 1.3.'te verilmiştir. Şekilde beyaz kesikli çizgi ile çizilmiş kutu içerisindeki CS ve CLK hatları seri senkron iletişimde kullanılan sinyallerdir. Seri asenkron veri iletiminde bu sinyallere ihtiyaç olmayıp veri ve toprak hattından oluşan iki adet iletim hattı yeterli olmaktadır. Bu veri iletim şeklinde verinin hatta koyulduğunun anlaşılması ilk sinyalin düşen veya yükselen kenarı ile algılanır ve baud rate jeneratör çalıştırılır. Bu modülde oluşturulan saat sinyalinin periyotlarına göre veri hattındaki sinyal değeri kaydırmalı kaydediciye kaydedilir. Buradan anlaşılacağı üzere veri iletiminin başladığını veya sona erdiğini belirlemek için belirli süre sessizlik olması gereklidir. Bu gereklilik ileride bahsedileceği üzere 1 baytlık verinin iletim için verinin başına start biti ve verinin sonuna stop biti eklenerek gerçekleştirilir.

Tez kapsamında akıllı şebeke uygulamalarında sıkılıkla kullanılan, seri asenkron veri iletim hatlarında koşturulan endüstriyel haberleşme protokolleri açıklanmıştır.



Şekil 1.3. Seri haberleşme

1.3.2. Modbus haberleşme protokolü

Endüstriyel uygulamalarda kullanılan ilk haberleşme protokollerinden biri olan Modbus protokolü, 1979 yılında Modikon firması tarafından PLC'ler (Programmable Logic Controller) ile uç cihazlar arasında veri alışverişi için geliştirilen bu protokol ilk yıllarda Amerika Birleşik Devletleri'nde kullanılmış protokolün basitliği, üretici bağımsız olması, telif ücreti ödemeksizin bütün üreticiler tarafından kullanılabilir olması gibi avantajlarıyla zaman içerisinde yaygınlaşarak uluslararası kullanım alanına bulmuştur.

İlk olarak seri haberleşme amacıyla ASCII ve RTU versiyonları geliştirilmiş ve Ethernet ağlarının yaygınlaşmasıyla birlikte bu haberleşme protokolünün TCP protokolü ile çalışabilecek versiyonu olan Modbus-TCP versiyonu geliştirilmiştir. Soru-cevap mantığında çalışan Modbus protokolünde haberleşme yapısına göre her ağda yalnızca bir yönetici-sahip (master) cihaz bulunabilirken 247 adede kadar köle (slave) cihaz bulunabilir. Gelişen teknoloji ile birlikte token-ring gibi kompleks algoritmalarla Modbus ağında birden fazla yönetici cihaz bulunabilmesi sağlanmıştır. Yönetici cihaz ile köle cihaz arasındaki haberleşme hızı 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200 bps olarak her iki cihazda da aynı olmalıdır. Köle cihazlar kendilerine ait Slave-ID (köle tanımlayıcı numara) numarasına sahip olup yönetici cihaz bu Slave-ID numarası vasıtası ile istediği cihazı sorgulayabilir. Modbus protokolü RS-232, RS-422, RS-485 fiziksel iletim katmanlarında çalışabilir. Genel yaklaşım 100 'den daha kısa mesafeli örneğin modem gibi cihazlarla RS-232 iletim hattında Modbus-ASCII protokolü kullanılırken endüstriyel uygulamalarda RS422 ve RS485 fiziksel iletim hatlarında Modbus-RTU protokolü kullanımı tercih edilir. Fiziksel iletim katmanında bir baytlık verinin hata eşlik biti ile iletimi Şekil 1.4.'de, hata eşlik biti olmaksızın gönderilmesi ise Şekil 1.5.'de verilmiştir. Bu yapı hem ASCII hem de RTU modu için ortaktır. Modbus protokolünde talepler fonksiyon kodları ile belirtilir. Tablo 1.1.'de Modbus protokolünde tanımlı olan bazı fonksiyonların listesi verilmiştir. Köle cihaz kendisine gelen sorgu paketindeki fonksiyon koduna göre gerekli işlemleri yaparak oluşturduğu paketi veri hattında yayınlar.



Şekil 1.4. Parity kontrollü modbus verisi bit sıralaması



Şekil 1.5. Parity kontrolsüz modbus verisi bit sıralaması

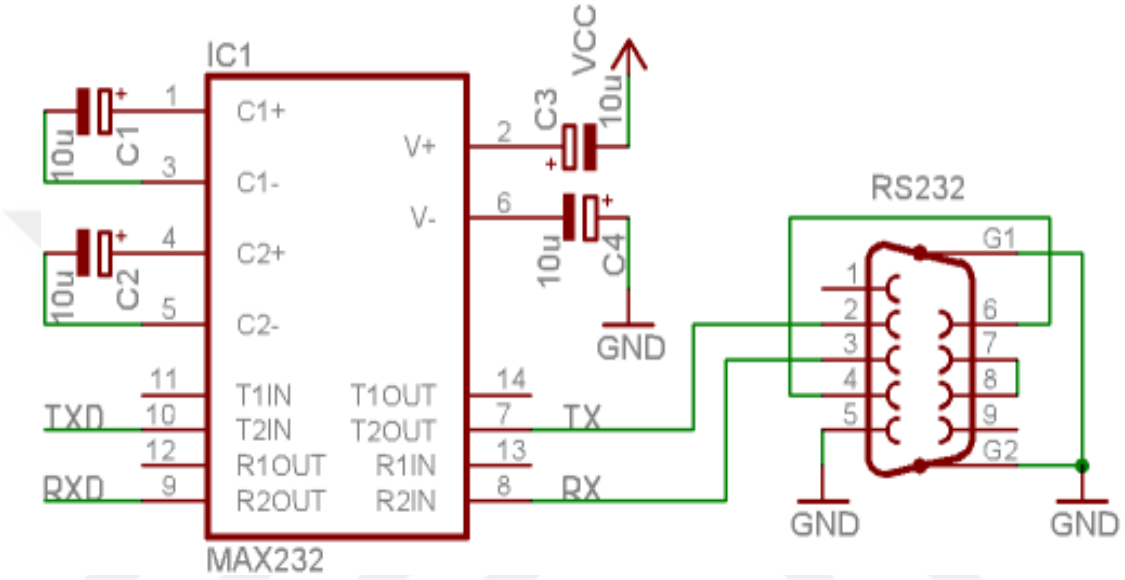
Tablo 1.1. Modbus fonksiyon listesi

Fonksiyon Kodu	Hex Fonksiyon Kodu		Açıklama
FC1	0x01	Read coils	Binary çıkışları okuma fonksiyonu
FC2	0x02	Read discretes (inputs)	Binary girişleri okuma fonksiyonu
FC3	0x03	Read holding registers	16 bitlik veri yazmaçları okuma fonksiyonu
FC4	0x04	Read Input registers	16 bitlik giriş veri okuma işlemi (Analog girişler)
FC5	0x05	Broadcast write single coil	1 Bit Binary çıkış veri yazma fonksiyonu
FC6	0x06	Write single holding register	16 bitlik veri yazmacına yazma fonksiyonu
FC7	0x07	Read exception status	İstisna durumun okunması
FC8	0x08	Read diagnostics	Tanı bilgileri okuma fonksiyonu
FC11	0x0B	Get com event counter	İletişim hatası sayıcısını okuma fonksiyonu
FC12	0x0C	Get com event log	İletişim hatası kütüğünü okuma fonksiyonu
FC15	0x0F	Broadcast write multiple coils	Çoklu binary çıkış veri yazma fonksiyonu
FC16	0x10	Write multiple registers	16 bitlik birden çok veri yazmacına yazma fonksiyonu
FC20	0x14	Read file record	Dosya okuma fonksiyonu
FC21	0x15	Write file record	Dosya yazma fonksiyonu
FC22	0x16	Mask write holding register	Maske yazmacına yazma fonksiyonu
FC23	0x17	Read/write holding registers	16 bitlik birden çok veri yazmaçları okuma ve yazma fonksiyonu
FC24	0x18	Read FIFO	FIFO register okuma fonksiyonu
FC43/sub13	0x2F/sub0x0D	Read device identification	Cihaz bilgisi okuma fonksiyonu CanOpen genel

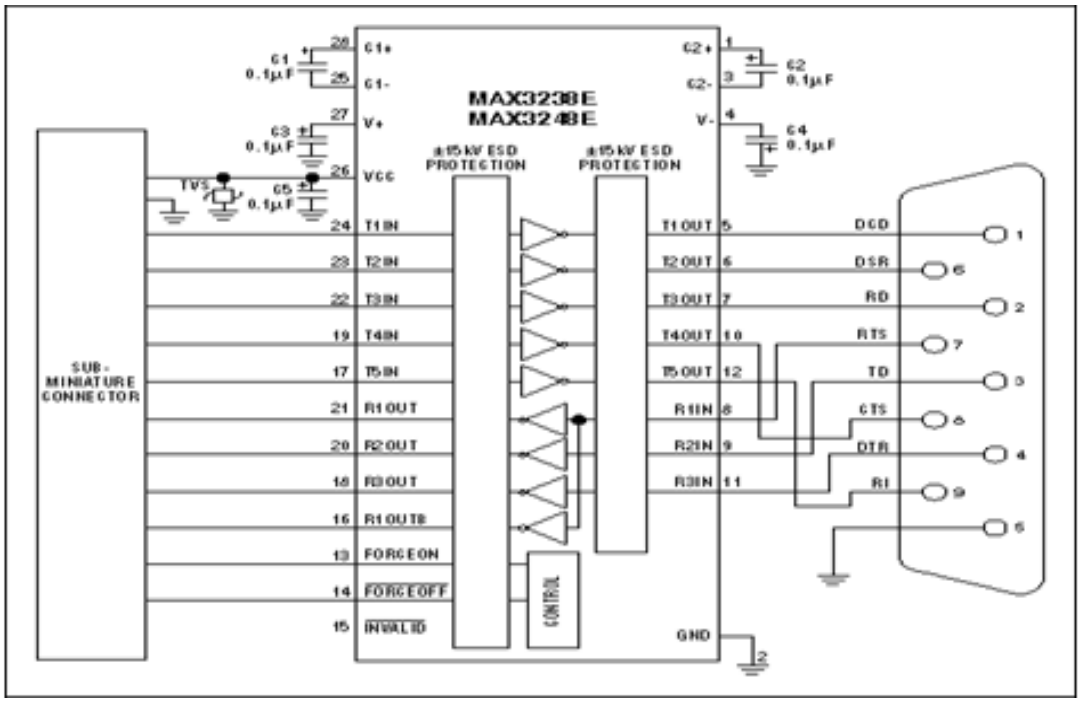
1.3.2.1. Modbus-ASCII

Bu protokolde veriler ASCII tablosuna göre iletilir. Ondalık veya hexadecimal sistemdeki sayılar öncelikle ASCII olarak kodlanır. Tablo 1.2.'de ASCII tablosu verilmiştir. Bu tablonun ilk 32 sırasındaki veriler kontrol karakteri, 33-127 arası yazdırılabilir karakterlerdir. 127-255 arası karakterler ise genişletilmiş ASCII tablosunda bulunur ve Modbus haberleşmede kullanılmaz.

Modbus-ASCII protokolünün kullanıldığı temel düzeyde RS-232 haberleşme devresi Şekil 1.6.'da verilmiştir. Bu bağlantı şeklinden başka el sıkışma sıkışma (handshaking) sinyallerini de içeren elektronik devre yapısı ise Şekil 1.7.'de verilmiştir. Bu devrede gönderilen ve alınan verinin testi amacıyla DB9 konnektörünün 9-4 ve 7-8 numaralı pinleri birleştirilerek 2 numaralı pinden gönderilen verinin3 numaralı RX pininden geri alınması sağlanmıştır.



Şekil 1.6. 3 telli RS232 haberleşme devresi



Şekil 1.7. Çok telli RS232 haberleşme devresi

Modbus paketlerinin başlangıç ve bitişini belirlemek için kontrol karakterleri kullanılır. Mesaj başlangıç karakteri olarak hex kodu “0x3A” olan “:” karakteri, mesaj sonlandırma karakterleri olarak da hex kodları “0x0D“ (0x0A) olan “CR” “LF” karakterleri ve paket sonuna gönderilir. Bu işlemlerden sonra Modbus-ASCII paket yapısı Şekil 1.8.’deki gibi olmaktadır.

Start	Address	Function	Data	LRC	End
1 char :	2 chars	2 chars	0 up to 2x252 char(s)	2 chars	2 chars CR,LF

Şekil 1.8. Modbus-ASCII mesaj çerçevesi

Sorgu paket yapısı incelendiğinde başlangıç karakteri devamında köle adresi bunu takiben fonksiyon kodu ve devamına gerçek veri eklenir. ardından gönderilecek verinin analizi ile oluşturulan ve iletim hatasını belirleme amacı taşıyan LRC (Longitudinal Redundancy Check) verisi eklenerek paket sonlandırma karakterleri ile mesaj tamamlanır.

Tablo 1.2. ASCII tablosu

B7 B6 B5 / BITS B4 B3 B2 B1	ROW	COLUMN 0		1		2		3		4		5		6		7	
0 0 0 0	0	NUL	0 0 0	DLE	20 16 10	SP	40 32 20	0	60 48 30	@	100 64 40	P	120 80 50	`	140 96 60	p	160 112 70
0 0 0 1	1	SOH	1 1 1	DC1 (XON)	21 17 11	!	41 33 21	1	61 49 31	A	101 65 41	Q	121 81 51	a	141 97 61	q	161 113 71
0 0 1 0	2	STX	2 2 2	DC2	22 18 12	"	42 34 22	2	62 50 32	B	102 66 42	R	122 82 52	b	142 98 62	r	162 114 72
0 0 1 1	3	ETX	3 3 3	DC3 (XOFF)	23 19 13	#	43 35 23	3	63 51 33	C	103 67 43	S	123 83 53	c	143 99 63	s	163 115 73
0 1 0 0	4	EOT	4 4 4	DC4	24 20 14	$	44 36 24	4	64 52 34	D	104 68 44	T	124 84 54	d	144 100 64	t	164 116 74
0 1 0 1	5	ENQ	5 5 5	NAK	25 21 15	%	45 37 25	5	65 53 35	E	105 69 45	U	125 85 55	e	145 101 65	u	165 117 75
0 1 1 0	6	ACK	6 6 6	SYN	26 22 16	&	46 38 26	6	66 54 36	F	106 70 46	V	126 86 56	f	146 102 66	v	166 118 76
0 1 1 1	7	BEL	7 7 7	ETB	27 23 17	'	47 39 27	7	67 55 37	G	107 71 47	W	127 87 57	g	147 103 67	w	167 119 77
1 0 0 0	8	BS	10 8 8	CAN	30 24 18	(	50 40 28	8	70 56 38	H	110 72 48	X	130 88 58	h	150 104 68	x	170 120 78
1 0 0 1	9	HT	11 9 9	EM	31 25 19	)	51 41 29	9	71 57 39	I	111 73 49	Y	131 89 59	i	151 105 69	y	171 121 79
1 0 1 0	10	LF	12 10 A	SUB	32 26 1A	*	52 42 2A	:	72 58 3A	J	112 74 4A	Z	132 90 5A	j	152 106 6A	z	172 122 7A
1 0 1 1	11	VT	13 11 B	ESC	33 27 1B	+	53 43 2B	;	73 59 3B	K	113 75 4B	[	133 91 5B	k	153 107 6B	{	173 123 7B
1 1 0 0	12	FF	14 12 C	FS	34 28 1C	,	54 44 2C	<	74 60 3C	L	114 76 4C	\	134 92 5C	l	154 108 6C	|	174 124 7C
1 1 0 1	13	CR	15 13 D	GS	35 29 1D	-	55 45 2D	=	75 61 3D	M	115 77 4D	]	135 93 5D	m	155 109 6D	}	175 125 7D
1 1 1 0	14	SO	16 14 E	RS	36 30 1E	.	56 46 2E	>	76 62 3E	N	116 78 4E	^	136 94 5E	n	156 110 6E	~	176 126 7E
1 1 1 1	15	SI	17 15 F	US	37 31 1F	/	57 47 2F	?	77 63 3F	O	117 79 4F	_	137 95 5F	o	157 111 6F	DEL	177 127 7F

1.3.2.2. Modbus-RTU

Bu protokolde veriler hexadecimal sayı formatındadır. Veriler iletim hattı üzerinde hexadecimal formda gönderilir. Mesaj çerçevesi 3,5 bit süresi kadar boşluktan oluşur. Modbus-RTU protokolünün mesaj çerçevesi Tablo 1.3.'de gösterilmiştir.

Tablo 1.3. Modbus RTU mesaj çerçevesi

Başlangıç	Adres	Fonksiyon	Veri	CRC kontrol	Bitiş
>= 3.5 karakter	8 bit	8 bit	N x 8 bit	16 bit	>= 3.5 karakter

Veriler hexadecimal formda olduğundan ASCII modda 3 bayt ile gönderilebilen bir veri bu modda 1 bayt (8 bit) ile transfer edilebilir. Benzer şekilde iletim hatalarının tespiti için bu modda 1 baytlık CRC (Cyclic redundancy check) mesaj sonuna eklenir.

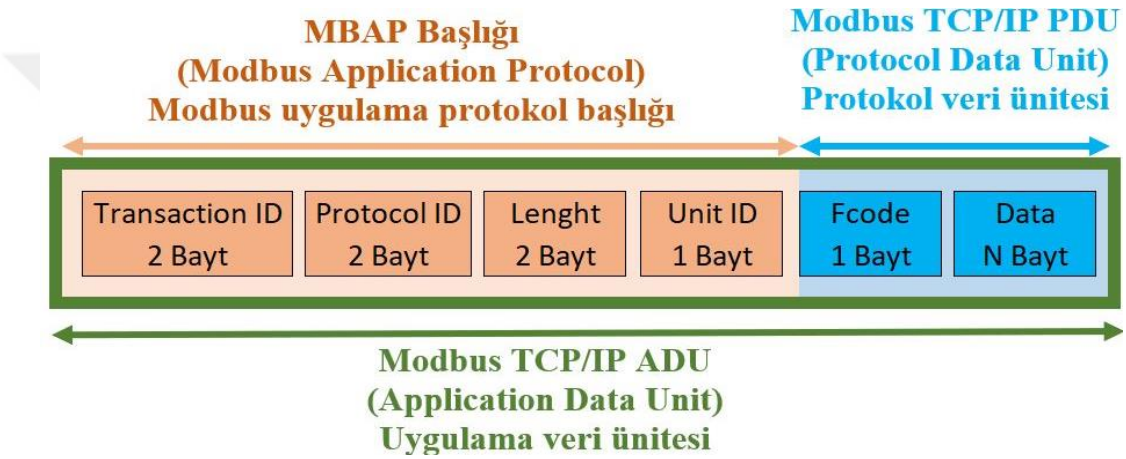
Endüstriyel uygulamalarda Modbus-RTU protokolü ASCII mod ile kıyaslandığında aynı veri miktarının daha kısa sürede iletilebilmesi ve RS-485 iletim hattın ile daha uzak mesafelerde iletişim kurulabiliyor olması nedeniyle RS-485 iletim hattı üzerinde Modbus-RTU protokolü koşturulması standart bir uygulama haline gelmiştir.

1.3.2.3. Modbus-TCP Protokolü

Bu protokol Modbus-RTU protokolünün Ethernet ağında çalışabilmesi amacıyla geliştirilmiştir. Bir paketi oluşturan ADU (Uygulama veri ünitesi) 7 baytlık MBAP ve değişken uzunlukta PDU (Protokol veri ünitesi) 'dan oluşur. MBAP başlığı 2 baytlık Transaction ID (İletim tanımlayıcı) bilgisini, 2 baytlık Protocol ID (Protokol tanımlayıcı) bilgisini, 2 baytlık veri uzunluk bilgisini ve 1 baytlık Unit ID (Birim tanımlayıcı) bilgisini içeriğinde barındırır. MBAP başlığının yapısı Şekil 1.9 'da turuncu renkli olarak gösterilmiştir. MBAP verilerini takip eden ve gerçek Modbus verilerini içeren PDU (Protokol veri ünitesi) ise Şekil 1.9.'da mavi renkli olarak gösterilmiştir. 1 baytlık Fonksiyon kodunun alabileceği değerler Tablo 1.1.'de verilmiştir. Bu veriyi takip eden değişken uzunluktaki Data (veri) bölümü yer alır. Genel olarak ifade edilirse PDU bölümü Modbus işlevine yönelik bilgileri taşır.

Modbus TCP protokolü endüstriyel haberleşme uygulamalarında sıklıkla tercih edilmesine rağmen bilinen güvenlik açıklarına da sahiptir. Bu protokolde veriler

haberleşme ağında şifrelenmeden gönderilir. Bu yapısıyla saldırılara açık bir protokoldür. Çeşitli ağ izleme yazılımları ile ağdaki Modbus TCP protokolünü çalıştıran IP adresleri ve Unit ID bilgileri elde edildikten sonra hem Master cihaz hem de slave cihazın çalışması taklit edilebilir. Fuzzy Modbus, Mbtget, ModScan, Qmodmaster, Smod, ModbusPal, ModbusPoll, Plcscan, Metasploit yazılımları bu tür yazılımlara örnek olarak verilebilir. ModbusPoll yazılımı hem slave çalışan RTU cihazını hem de Master olarak çalışan scada bilgisayarını veya ana kontrolörü kullanıcı isteğine göre düzenlenerek çalıştırılabilmesinden dolayı scada mimarisinin çevrimdışı olarak tasarımında yardımcı araç olarak da kullanılabilmektedir.



Şekil 1.9. Modbus TCP/IP veri paketi yapısı

1.3.3. IEC 61850 haberleşme protokolü

Trafo merkezlerinin otomasyonu için geliştirilmiş olan bu standart scada istasyonu ve IED ‘ler arasında dikey haberleşme olarak kategorize edilen ölçüm verilerinin iletimi, izleme fonksiyonlarını gerçekleştirmesini sağlamakla birlikte, IED’ler arasında yatay haberleşme olarak tanımlanan GOOSE haberleşme ile koruma ve kontrol fonksiyonlarını yürüten IED’lerin birlikte çalışabilmesine olanak tanır. Trafo merkezlerinde olayların çok hızlı oluşması bu olayları hızlı algılayarak yine çok hızlı olarak karar verilerek kararın icra edilmesini gerekli kılar. IEC 61850 protokolü Ethernet üzerinde çalışmasından dolayı güvenli ve hızlı çalışma sağlanır. Bu protokolün geliştirilmesi ile trafo merkezlerinin otomasyon haberleşme altyapısında TCP/IP iletişim protokolünün sağladığı güvenli haberleşmenin özellikleri kazanılarak standartlaştırılmış, GOOSE ve GSSE haberleşme mekanizmaları ile IED ‘ler arasında yazılım kontrollü iç kilit mekanizmaları (interlock) kurularak fiderlerin karşılıklı

koordineli olarak çalışabilmesi mümkün olmuştur. Bu protokol üreticiden bağımsız olması nedeni ile farklı üreticilerin cihazları tak-çalıştır mantığı ile birbirleri ile iletişim kurabilmektedir.

IEC 61850 protokolü Tablo 1.4.'de Standart numarası farklı renkler ile gruplandığı gibi Güç şebekesi otomasyonu açısından IEC 61850-1 'den IEC 61850-10 'a kadar on alt başlığa, farklı protokollerle veri eşleme için seksen grubunda IEC 61850-80-1 'den IEC 61850-80-4 'e kadar üç alt başlığa ve Trafo merkezleri ve scada merkezi arasındaki haberleşme ile haberleşme ağı konularında doksan grubunda IEC TR 61850-90-1 'den IEC TR 61850-90-4 'e kadar dört alt başlığa bölünmüş olup her alt başlık protokolü farklı yönlerden açıklamaktadır.

IEC 61850-7 alt başlığının 1, 2, 3, 4 alt başlıklarında Trafo merkezleri otomasyonu ele alınmışken 410 'da Hidroelektrik güç santrallerinin izleme ve kontrolleri için haberleşme açıklanmış, 510 'da dağınık yapıdaki enerji kaynakları ile ilgili LN'ler (Mantıksal Düğüm) açıklanmış, 520 'de ise Hidroelektrik güç santralleri modelleme kavramları ve yönergeleri açıklanmıştır.

Buradan anlaşılacağı üzere bu standart yalnızca Trafo merkezleri için olmayıp enerji üretim, iletim ve dağıtımını içeren bütün otomasyon konularında evrensel bir haberleşme altyapısı oluşturmaya yönelik bir standarttır.

Tablo 1.4. IEC 61850 standardı alt başlıkları (IEC 61850)

Standart Numarası	Orijinal Açıklama	Açıklama
IEC 61850-1:2013	Introduction and Overview	Giriş ve Genel bakış
IEC TR 61850-1:2013	Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview	Güç şebekesi otomasyonu için iletişim ağları ve sistemleri - Bölüm 1: Giriş ve genel bakış
IEC TS 61850-1-2:2020	Communication networks and systems for power utility automation - Part 1-2: Guideline on extending IEC 61850	Güç şebekesi otomasyonu için iletişim ağları ve sistemleri - Bölüm 1-2: IEC 61850'yi genişletmeye ilişkin kılavuz
IEC 61850-2:2003	Glossary	Bölüm 2: Sözlük
IEC 61850-3:2013	General Requirements	Bölüm 3: Genel Gereksinimler
IEC 61850-4:2011	System and Project Management	Bölüm 4: Sistem ve Proje Yönetimi
IEC 61850-5:2013	Communication Requirements for Functions and Device Models	Cihaz Modelleri Fonksiyonlar için İletişim Gereksinimleri
IEC 61850-6:2009	Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations related to Intelligent Electronic Devices (IED)	IED 'lerle ilgili Elektrik Merkezlerindeki İletişim için Yapılandırma Açıklama Dili
IEC 61850-7-1:2011	Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment –Principles and Models	Trafo Merkezi ve Besleme Ekipmanı için Temel İletişim Yapısı - İlkeler ve Modeller
IEC 61850-7-2:2010	Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment – Abstract Communication Service Interface (ACSI)	Trafo Merkezi ve Besleme Ekipmanı için Temel İletişim Yapısı - İletişim Servis Arayüzü (ACSI) Özeti

Tablo 1.4. (Devam) IEC 61850 standardı alt başlıkları (IEC 61850)

Standart Numarası	Orijinal Açıklama	Açıklama
IEC 61850-7-3:2010	Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment – Common Data Classes	Trafo Merkezi ve Besleme Ekipmanı için Temel İletişim Yapısı - Ortak Veri Sınıfları
IEC 61850-7-4:2010	Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment – Compatible Logical Node Classes and Data Classes	Trafo Merkezi ve Besleyici Ekipmanı için Temel İletişim Yapısı - Uyumlu Mantıksal Düğüm Sınıfları ve Veri Sınıfları
IEC 61850-7-410:2010	Basic communication structure - Hydroelectric power plants - Communication for monitoring and control	Temel İletişim Yapısı– Hidroelektrik güç santralleri– İzleme ve kontrol için iletişim
IEC 61850-7-420:2009	Basic communication structure - Distributed energy resources logical nodes	Temel İletişim Yapısı– Dağınık enerji kaynakları mantıksal düğümler
IEC TR 61850-7-510:2012	Basic communication structure - Hydroelectric power plants - Modelling concepts and guidelines	Temel İletişim Yapısı-Hidroelektrik santraller-Modelleme kavramları ve yönergeleri
IEC 61850-8-1:2011	Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO/IEC 9506-1 and 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3	Özel İletişim Hizmet Eşlemeleri (SCSM) – MMS Eşlemeleri (ISO / IEC 9506-1 ve 9506-2) 'den ISO / IEC 8802-3'e Eşlemeler
IEC 61850-9-2:2011	Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled Values over ISO/IEC 8802- 3	Özel İletişim Hizmet Eşlemeleri (SCSM) - ISO / IEC 8802- 3 üzerinden Örneklenmiş Değerler
IEC 61850-10:2012	Conformance Testing	Uygunluk Testi
IEC TS 61850-80-1:2016	Guideline to exchanging information from a CDC-based data model using IEC 60870-5-101 or IEC 60870-5-104	IEC 60870-5-101 veya IEC 60870-5-104 kullanarak CDC tabanlı bir veri modelinden bilgi alışverişi için kılavuz
IEC TR 61850-80-3:2015	Mapping to web protocols - Requirements and technical choices	Web protokollerine eşleme - Gereksinimler ve teknik seçenekler
IEC TS 61850-80-4:2016	Translation from the COSEM object model (IEC 62056) to the IEC 61850 data model	COSEM nesne modelinden (IEC 62056) IEC 61850 veri modeline çeviri
IEC TR 61850-90-1:2010	Use of IEC 61850 for the communication between substations	Trafo merkezleri arasındaki iletişim için IEC 61850 kullanımı
IEC TR 61850-90-2:2016	Using IEC 61850 for communication between substations and control centres	Trafo merkezleri ve kontrol merkezleri arasında iletişim için IEC 61850'yi kullanma
IEC TR 61850-90-3:2016	Using IEC 61850 for condition monitoring diagnosis and analysis	Durum izleme teşhisi ve analizi için IEC 61850'yi kullanma
IEC TR 61850-90-4:2013	Network engineering guidelines	Ağ mühendisliği yönergeleri
IEC TR 61850-90-5:2012	Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118	IEEE C37.118'e göre senkrofazör bilgilerini iletmek için IEC 61850 kullanımı
IEC TR 61850-90-7:2013	Object models for power converters in distributed energy resources (DER) systems	Dağıtılmış enerji kaynakları (DER) sistemlerinde güç dönüştürücüler için nesne modelleri
IEC TR 61850-90-8:2016	Object model for E-mobility	E-mobilite için nesne modeli
IEC TR 61850-90-12:2015	Wide area network engineering guidelines	Geniş alan ağ mühendisliği yönergeleri
IEC TR 61850-90-17:2017	Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-17: Using IEC 61850 to transmit power quality data	Güç kalitesi verilerini iletmek için IEC 61850'yi kullanma

1.3.4. IEC 60870-5 protokol kümesi

IEC 60870 protokolünün bu bölümü Enerji otomasyonu uygulamalarında tele kontrol olarak tanımlanan uzaktan kontrol ve veri toplama amacıyla kullanılan sistemleri tanımlayarak iki sistem veya cihaz arasında doğrudan ve kalıcı fiziksel iletişim profili tanımlar. Standardın bölümleri Tablo 1.5.'te verilmiştir. Tele kontrol uygulamalarında

kullanılan iletişim protokollerini tanımlayan alt başlıklardan koyu yeşil renkle gösterilen IEC 60870-5-101 protokolü temel tele kontrol görevlerini, IEC 60870-5-102 entegre toplamların iletimini, IEC 60870-5-103 koruma ekipmanı nesneleri ile birlikte iletişimini, IEC 60870-5-104 IEC 60870-5-101 'in ağ erişimini tanımlayan tamamlayıcı standartlardır.

Tablo 1.5. IEC 60870-5 standardı alt başlıkları (IEC 60870)

Standart Numarası	Orijinal Açıklama	Açıklama
IEC 60870-5-1:1990	Transmission Frame Formats	İletim Çerçeve Formatı
IEC 60870-5-2:1992	Data Link Transmission Services	Veri Bağlantısı İletim Hizmetleri
IEC 60870-5-3:1992	General Structure of Application Data	Uygulama Verilerinin Genel Yapısı
IEC 60870-5-4:1993	Definition and Coding of Information Elements	Bilgi Elemanlarının Tanımı ve Kodlanması
IEC 60870-5-5:1995	Basic Application Functions	Temel Uygulama Fonksiyonları
IEC 60870-5-6:2006	Guidelines for conformance testing for the IEC 60870-5 companion standards	IEC 60870-5 tamamlayıcı standartları için uygunluk testi yönergeleri
IEC TS 60870-5-7	Security extensions to IEC 60870-5-101 and IEC 60870-5-104 protocols (applying IEC 62351)	IEC 60870-5-101 ve IEC 60870-5-104 protokolleri güvenlik uzantıları (IEC 62351 uygulayarak)
IEC 60870-5-101:2015	Transmission protocols - Companion standard for basic telecontrol tasks	Temel Telekontrol görevleri için tamamlayıcı standart
IEC 60870-5-102:1996	Transmission protocols - Section 102: Companion standard for the transmission of integrated totals in electric power systems	Elektrik güç sistemlerinde entegre toplamların iletimi için tamamlayıcı standart
IEC 60870-5-103:1997	Transmission protocols - Companion standard for the informative interface of protection equipment	Koruma ekipmanının bilgilendirici arayüzü için tamamlayıcı standart
IEC 60870-5-104:2016	Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standardtransport profiles	Standart taşıma profilleri kullanılarak IEC 60870-5-101 için ağ erişimi

1.3.4.1. IEC 60870-5-101 haberleşme protokolü

Kısaca IEC 101 olarak da bilinen bu iletişim standardı elektrik sistemi izleme, kontrol ve telekontrol, seri asenkron iletişimi kullanır. Noktadan noktaya, yıldız, mutidropped gibi çeşitli ağ yapısında çalışabilir. Bu protokolde dengeli (balanced) ve dengesiz (unbalanced) olarak iletişim kurulabilir. Dengesiz iletişimde iletişim yalnızca ana cihaz (Master) tarafından başlatılabilirken dengeli iletişimde haberleşme ana veya köle (slave) tarafından da başlatılabilir. Bu yönüyle ana cihaz tarafından sorgulama olmaksızın slave tarafından veri iletimi sağlanabilir. Veriler değişik bilgi nesneleri olarak sınıflandırılarak bilgi nesnelerine adreslerle erişilir. Bununla birlikte verilere yüksek veya düşük öncelik verilmesi veya verilerin gruplandırılarak (16 gruba kadar) tek bir sorguya bağlı olarak topluca iletilmesi mümkün olmakla birlikte veriler periyodik veya belirli bir olaya bağlı olarak anlık iletimi sağlanabilir. Bu iletişim protokolüyle cihazlar arasında zaman senkronizasyonu sağlanabilmektedir.

Şekil 1.10.'da IEC 60870-5-101 iletim çerçeve formatı verilmiş olup şekilde belirtildiği üzere IEC 101 paketi başlangıç çerçevesi, veri ünitesi tanımlayıcı, bilgi objeleri ve sonlandırma çerçevesinden oluşmaktadır. Çerçeve yapısındaki kırmızı renk ile belirtilmiş bilgi objelerinden görüldüğü gibi bir iletim çerçevesinde birden fazla bilgi objesi iletilebilmektedir.



Şekil 1.10. IEC 101 Çerçeve formatı

1.3.4.2. IEC 60870-5-103 haberleşme protokolü

Bu haberleşme protokolü temelde IEC 101 ile temelde aynı olmakla birlikte bazı özelliklerinin kısıtlanmış halidir. IEC 101 protokolünde bir iletim çerçevesinde birden çok veri nesnesine ait bilgi iletilebilirken bu protokolde yalnızca bir adet bilgi nesnesine ait bilgiler iletilebilir. Özellikle koruma ve kontrol cihazlarının haberleşmesine yönelik olarak geliştirilmiştir. IEC 60870-5-103 iletim çerçeve formatı Şekil 1.11.'de verilmiş olup şekilde belirtildiği üzere bir iletim çerçevesinde yalnızca bir adet bilgi objesi iletilebilmektedir. Bu durum yukarıda bahsedilen kısıtlamayı açıklamaktadır.



Şekil 1.11. IEC 103 Çerçeve formatı

1.3.4.3. IEC 60870-5-104 haberleşme protokolü

IEC 101 protokolünün bir uzantısı olarak geliştirilen, yerel alan ağına (LAN) bağlanmak için TCP/IP protokolün kullanılmasıyla bu protokolün esnekliği sayesinde ethernet ağ erişimine izin veren bir iletişim standardıdır. Kısaca IEC 104 olarak da bilinmektedir. TCP/IP kullanmasından dolayı bu protokolün bir özelliği olarak IEC 60870-5-104 protokolü de geniş alan ağlarına (Wan) bağlanabilir.

1.3.5. IEC 62056 - DLMS/COSEM haberleşme protokolü

Elektrik ölçüm cihazlarının veri alışverişindeki kuralları belirleyen standartlar bütünüdür. IEC 62056 standartları, DLMS (Aygıt dili ileti belirtimi) kullanıcı birliği olan DLMS UA (DLMS kullanıcı birliği) tarafından geliştirilen DLMS/COSEM haberleşme gereklilikleri şartnamesinin uluslararası standartlaştırılmış versiyonudur. DLMS UA birliği IEC 62056 DLMS/COSEM için bu standarda uyumlu sayaçlar ve aygıtlar için bakım, kayıt ve uyumluluk belgelendirme hizmetleri sağlamaktadır.

COSEM (Enerji ölçümü için tamamlayıcı şartname) DLMS protokolünün taşıma ve uygulama katmanlarını tanımlayan gereklilikleri içerir. DLMS kullanıcı birliği "Yeşil kitap", "Sarı kitap", "Mavi kitap" ve "Beyaz kitap" olmak üzere dört şartname grubu tanımlamış olup "Mavi kitap" COSEM metre nesne modeli ve OBIS nesne tanımlama sistemini, "Yeşil kitap" mimari ve protokolleri, "Sarı kitap" uygunluk testi ile ilgili tüm soruların açıklamalarını açıklamakta, "Beyaz kitap" ise terimler sözlüğü içermektedir. Bir ürün "Sarı kitap" 'ta belirtilen uygunluk testini geçmesi durumunda, DLMS UA tarafından DLMS/COSEM uyumluk sertifikası verilir.

DLMS/COSEM protokolü yalnızca elektrik ölçümlerine özgü bir protokol olmayıp , aynı zamanda gaz, su ve ısı ölçümleri yapan sayaçlarda da kullanılır.

1.3.6. IEEE 1815 - DNP3 haberleşme protokolü

DNP3 (Distributed Network Protocol), enerji, su, atık su gibi dağınık sistemlerde kullanılan bir veri toplama ve kontrol protokolüdür. Scada sistemlerinde uzak cihazlarla güvenli iletişimin gerekli olduğu telemetri uygulamalarında kullanılabilen açık kaynak kodlu bir protokoldür. İlk olarak 1993 yılında Westronic, Inc. tarafından enerji sektöründe trafo merkezlerinin izleme ve kontrolünün sağlanmasında güvenli haberleşme ihtiyacını karşılamaya yönelik olarak geliştirilmiş, daha sonra su, atık su, petrol boru hatları gibi uygulamalarda kullanımıyla yaygınlaşmasıyla standart haline getirilerek IEEE 1815 ortaya çıkmıştır. DNP3, nesne yönelimli protokol olması nedeniyle genişlemeye açık, seri haberleşme ağlarıyla birlikte TCP/IP ağlarında çalışmaya müsait yapıdadır. TCP/IP üzerinden DNP3 haberleşmesinde siber güvenlik gerekliliklerini karşılayabilmesi ve ayrıca IPSEC (Internet Protocol SECurity), VPN (Virtual Private Network) gibi güvenli iletişim kanalı üzerinden veri iletimini

başarabilmesi dağınık izleme ve kontrol uygulamalarında tercih edilmesinin sebeplerindendir.

2. ENERJİ İZLEME SİSTEMİNİN GENEL BİLEŞENLERİ

Enerjinin üretiminden son kullanıcıya ulaştırılmasında arz güvenliğinin ve sürekliliğinin sağlanabilmesi, enerji kalitesinin sağlanması ve korunabilmesi için üretim, iletim ve dağıtım aşamalarında izlenmesi ve kontrolü bir gerekliliktir.

Enerji tesislerinde akıllı şebeke uygulamalarının gerçekleştirilebilmesi ve enerji izleme sisteminin tesis edilebilmesi için anahtarlama, kontrol, koruma ve ölçü üniteleri gibi varlıkların bilgilerinin sürekli olarak izlenmesi, gerekli durumlarda kontrol ünitelerinin karar verebilmesi, toplanan verilerin haberleşme altyapısı üzerinden izleme ve kontrol merkezine iletebilmesi, kontrol merkezinden gönderilen komutların işlenerek yerine getirebilmesi gereklidir. Bu görevlerinin yerine getirilmesinde siber güvenlik de önemli bir konu olarak güncelliğini korumaktadır.

YG ve AG seviyesinde izleme sisteminin genel bileşenleri, enerjinin kontrolü için YG anahtarlama panoları, saha verilerinin toplanabilmesi için RTU panoları, anlık olarak kullanılan enerjinin ölçülmesi için kullanılan enerji analizörleri ve özellikleri, sahadan toplanan verilerin izleme merkezine aktarımında kullanılan haberleşme cihazları ve haberleşme protokolleri ile izleme merkezinin oluşturulmasında kullanılan scada yazılımıdır.

2.1. YG Panolar

Yüksek gerilim seviyesinde enerji dağıtımının gerçekleştirilmesi için kullanılan anahtarlama düzeni gerilim seviyesine göre değişkenlik göstermektedir. Metal clad panolar 12kV-36 kV gerilim seviyesinde kullanılırken RMU panolar 20kV gerilim seviyesine kadar kullanılmaktadır.

2.1.1. Metal clad panolar

Metal clad panoların işlevlerine göre, akım ve gerilim ölçü hücresi, bara topraklama hücresi, gerilim ölçü hücresi, gerilim ölçü ve bara topraklama hücresi, kesicili akım trafolu bara kuplaj hücresi, kesicili akım trafolu giriş çıkış hücresi, kesicili akım ve

gerilim trafolu giriş-çıkış hücresi, sigortalı çıkış hücresi gibi çeşitli hücre tipleri bulunmaktadır. Bu tür panolarda hava izoleli veya SF6 gazlı kesiciler kullanılabilir. Panolarda akım, gerilim algılama için akım ve gerilim trafoları kullanılmakta olup panoları YG anahtarlama bölümlerinde ark sensörü kullanılabilmektedir. Şekil 2.1'de örnek bir Metal clad YG pano örneği görülmektedir.

Metal clad panolar alçak gerilim bölümü, kesici bölümü, bara bölümü, gerilim trafosu bölümü ve kablo bağlantı bölümü olmak üzere 5 ana bölümden oluşur.



Şekil 2.1. Metal Clad YG Pano örneği

2.1.2. Koruma cihazları-kontrolörler

YG Metal clad panolarda kullanılan koruma röleleri proje gereklilikleri doğrultusunda belirlenen YG hücrelerin fonksiyonuna göre seçilir. Şekil 2.2.'de Metal clad panolarda kullanılan koruma röleleri örnekleri görülmektedir. Diferansiyel koruma rölesi, bay kontrol, hat koruma gibi belirli kullanım amaçlarına göre tasarlanan koruma röleleri Tablo 2.1.'de listesi verilen koruma fonksiyonlarının bazılarını destekler.



a) b)

Şekil 2.2. YG Metal clad panolarda kullanılan koruma röleleri

Tablo 2.1. ANSI cihaz numaraları örnekleri

ANSI Numaraları	**Fonksiyonların kısa adları**
25	Senkronizma kontrol
27	Düşük gerilim-Kesin zamanlı
27I	Düşük gerilim-Ters karakteristikli
27S	Düşük gerilim-Senkronizma kontrol
32	Yönlü Güç
49	IEC kablo/Hat Sıcaklık
49R	RTD Sıcaklık
50	Adaptif Aşırı Akım
50 (P,G,Q)	Aşırı Akım (Faz, Toprak, Ters sıra)
50BF	Kesici Hatası
50N	Aşırı Akım - Nötr
50N AF	Aşırı Akım-Nötr - Ark Flaş
50P AF	Aşırı Akım-Faz - Ark Flaş
51 (P,G,Q)	Aşırı Akım - zamanlı (Faz, Toprak, Ters sıra)
51N	Zamanlı Aşırı Akım - Nötr
52PB	Trip/Close puşbutonları
55	Güç Faktörü
59 (P,G,Q)	Kesin Zamanlı Yüksek Gerilim (Faz, Toprak, Ters sıra)
59I	Ters Karakteristikli Yüksek Gerilim
59S	Senkron kontrollü Yüksek Gerilim
60	Gerilim Kaybı
67 (P,G,Q)	Yönlü aşırı akım (Faz, Toprak, Ters sıra)
67N	Yönlü Nötr aşırı akım
78VS	Vektör kayması
79	Otomatik tekrar kapama
81 (O,U,R,RF)	Yüksek/Düşük frekans (Oran/Yüksek oran)

2.1.3. Gerilim ve akım Trafoları

Koruma rölelerinin gerilim ve akım girişleri için gerilim ve akım trafoları kullanılmaktadır. Koruma rölelerinin haricinde farklı amaçlar ile ek ölçüm yapılması istenmesi durumunda bu ekipmanların çift sekonderli tipleri kullanılmaktadır. Şekil 2.3.'de örneği görülen YG gerilim transformatörlerinin kullanıldığı gerilim seviyesine bağlı olarak primer gerilimleri (12-15-24-36) kV/$\sqrt{3}$ seviyelerinde olabilirken sekonder gerilim değerleri (100-110-120)$\sqrt{3}$ ve çift sekonderli tipleri bulunmaktadır.



Şekil 2.3. YG gerilim trafosu

Şekil 2.4.'te YG akım transformatörü örneği verilmiştir. Bu ürünler de kullanılacağı gerilim seviyesi önemli olmakla birlikte ölçülecek olan akım değerine göre çok çeşitli kademelerde ve ölçü ve koruma sistemi tercihlerine göre çift sekonderli tipleri bulunmaktadır.



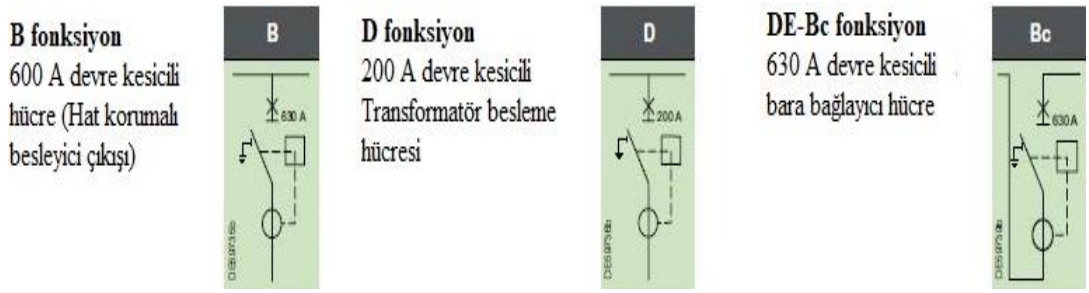
Şekil 2.4. YG akım trafosu

2.1.4. RMU panolar

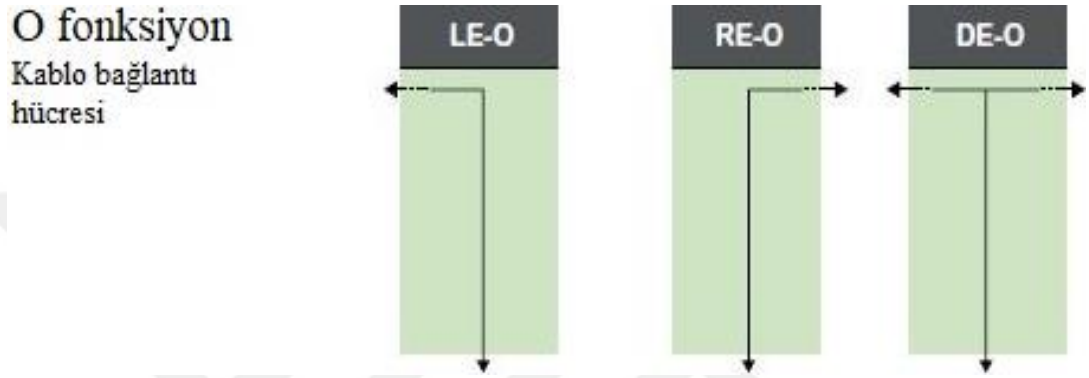
RMU (Ring main unit) panolar açık bir halka ağdaki transformatörlerin beslenmesini ve korunmasını sağlamak için tüm YG işlevsel ünitelerini içerebilen kompakt, transformatör besleme hücrelerinde gaz yalıtımlı devre kesicilerle donatılabilen ihtiyaca göre genişletilebilir ve fonksiyonları arttırılabilir panolardır. Şekil 2.5.'de örnek bir RMU pano örneği görülmektedir. RMU hücrelerinin I-Q-B-D-DE-Bc şeklinde fonksiyonlarına göre kodlanan çeşitleri bulunmaktadır. Şekil 2.6.'dan Şekil 2.10.'a kadar hücre fonksiyonları çeşitleri ve tek hat gösterimleri verilmiştir. RMU panoların bağlantı noktalarında akım ölçme özelliğine sahip buşingler kullanılarak giriş çıkış akımları ölçülebilir, benzer şekilde kapasitif bölücü özelliğine sahip buşinglerin kullanılmasıyla gerilim varlığı veya gerilim ölçümü yapılabilmektedir. RMU hücreler ilk proje tasarımında genişletilebilir olarak tasarlanmış ise bara uçlarının pano sağ veya sol tarafında yeni pano eklenmesine uygun olarak mevcut olmasından dolayı çalışma ortamında hızlı revizyon imkânı sunar.



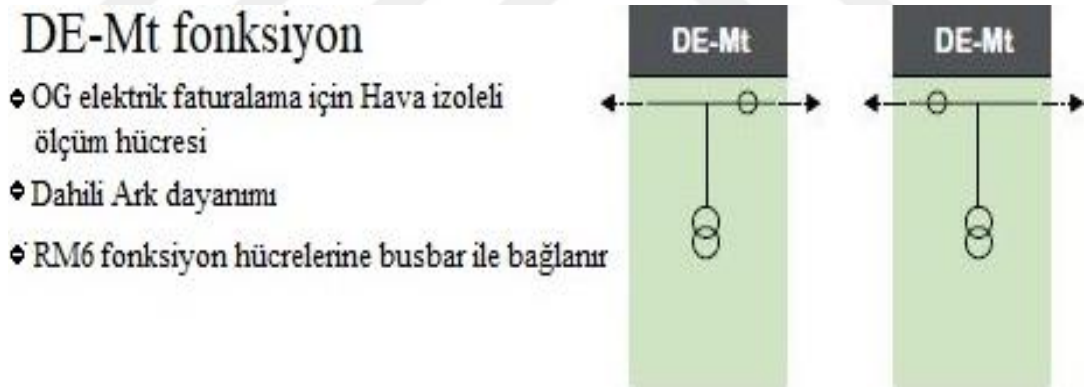
Şekil 2.5. RMU YG Pano örneği (Schneider Electric)



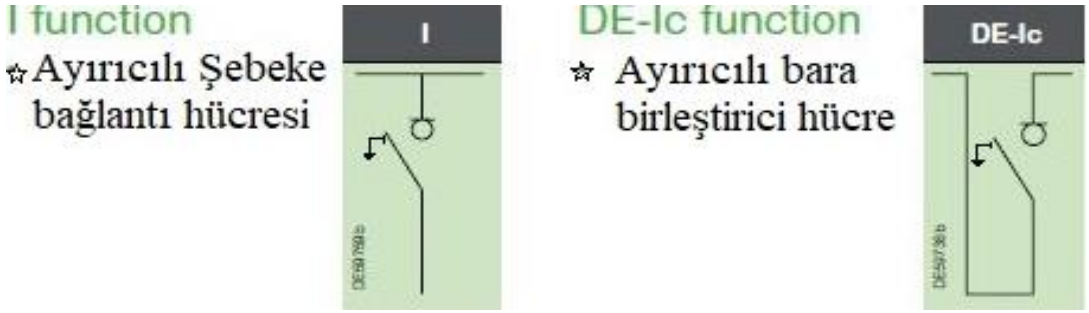
Şekil 2.6 B, D, BE-Bc fonksiyonlu RMU hücre tek hat şemaları (Schneider Electric)



Şekil 2.7. LE-O, RE-O, DE-O fonksiyonlu RMU hücre tek hat şemaları (Schneider Electric)



Şekil 2.8. DE-Mt fonksiyonlu RMU hücre tek hat şemaları (Schneider Electric)



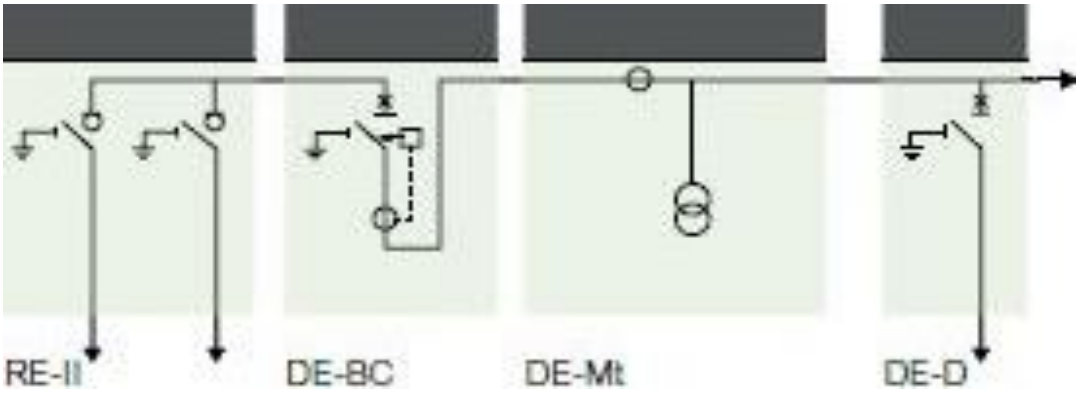
Şekil 2.9. I, DE-Ic fonksiyonlu RMU hücre tek hat şemaları



Şekil 2.10. Q fonksiyonlu RMU hücre tek hat şeması (Schneider Electric)

2.1.5. RMU pano konfigürasyonları

Proje ihtiyaçlarına göre RMU konfigürasyonları farklı fonksiyonlara sahip hücrelerin yan yana birleştirilmesi suretiyle oluşturulabilir. Şekil 2.11.'de örnek bir RMU konfigürasyonu tek hat şeması görülmektedir. Bu konfigürasyonda RE II ile gösterilen iki adet giriş/çıkış hücresi DE-BC ile belirtilen bir adet kuplaj hücresi DE-Mt olarak belirtilen bir adet ölçü hücresi ve en sağda DE-D olarak belirtilmiş çıkış hücresi ile konfigürasyon oluşturulmuştur.



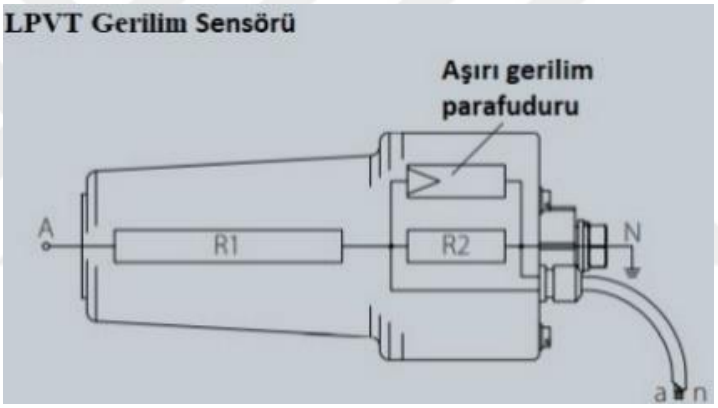
Şekil 2.11. Örnek bir RMU konfigürasyon tek hat şeması (Schneider Electric)

2.1.6. LPVT sensörler

LVPT sensör yapısında gerilim bölücü dirençler bulunur. YG'de nötr olmadığından gerilim referansı olarak topraklama hattı kullanılır. Çıkış geriliminin alındığı dirence paralel olarak yerleştirilen aşırı gerilim parafuduru elektronik cihazı elektrik hattından gelebilecek aşırı gerilimlere karşı korur. $24/\sqrt{3}$ kV'a kadar kullanılabilen LPVT sensör örneği Şekil 2.12.'de, sensörün yapısı Şekil 2.13.'de verilmiştir.



Şekil 2.12. LPVT Sensör örneği (ZELISKO)



Şekil 2.13. LPVT Sensör yapısı (ZELISKO)

LPVT sensör teknik verileri Tablo 2.2.'de sunulmuştur.

Tablo 2.2. LPVT sensör teknik verileri (ZELISKO)

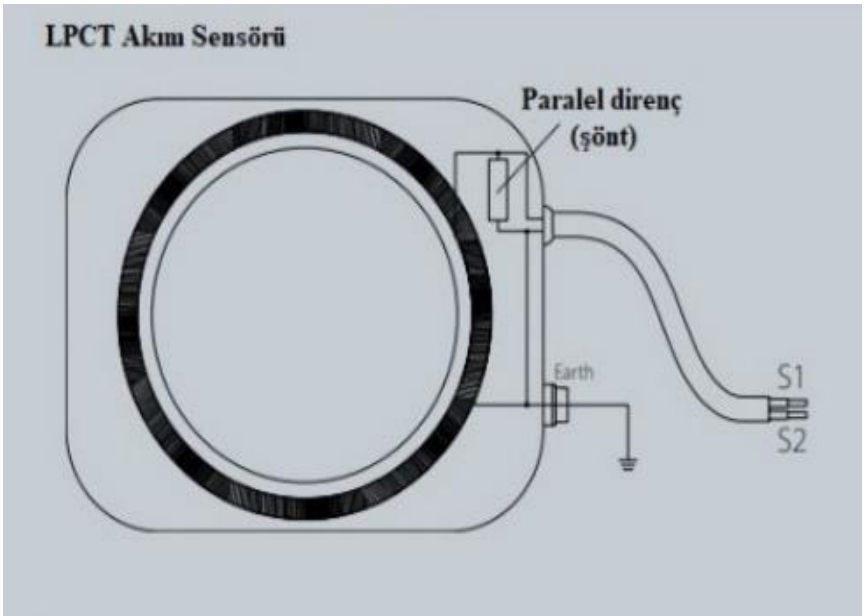
İzolasyon seviyesi	max. 36 / 70 / 170 kV
Anma frekansı	50 Hz / 60 Hz
Anma gerilimi	max. 30/√3 kV
Gerilim faktörü	1,2 UN ve 1,9 UN 8h
Doğruluk sınıfı / Koruma sınıfı	0,2 / 0,5 / 1 / 3 // 3P / 6P
Anma sekonder gerilimi	3,25/√3 V (veya talebe göre)
Standard	IEC 60044-7 // IEC 61869-11
Harici şartlar	Çalışma: -25°C to +40°C or -40°C to +40°C
	Depolama: -40°C to +80°C (talep üzerine)
Anma burden direnci (Standard)	200kΩ ±1% Doğruluk, 350 pF ±10% *
Aşırı gerilim koruma	Dahili parafudur

2.1.7. LPCT sensörler

LVCT sensör yapısında bir akım trafosu ve bu trafoya paralel 20 kΩ değerinde direnç bulunur. Çıkış sinyali IEC 60044-8 standardına uygun 225 mV gerilim olarak alınır. LPCT sensör örneği Şekil 2.14.'de, yapısı Şekil 2.15.'de ve teknik verileri Tablo 2.3.'de verilmiştir.



Şekil 2.14. LPCT Sensör örneği (ZELISKO)



Şekil 2.15. LPCT Sensör yapısı (ZELISKO)

Tablo 2.3. LPCT sensör teknik verileri (ZELISKO)

<table>
<tr><td>İzolasyon seviyesi</td><td colspan="3">0,72 kV</td></tr>
<tr><td>Anma frekansı</td><td colspan="3">50 Hz / 60 Hz</td></tr>
<tr><td>Kısa süreli anma termal akım</td><td colspan="3">25 kA / 1 s</td></tr>
<tr><td>Primer akım</td><td colspan="3">300 A; Ext. 200% *</td></tr>
<tr><td rowspan="8">Doğruluk sınıfı</td><td colspan="2" rowspan="2">SMCS/T - JW1002</td><td>0,5 / 1 & 5P10 … 5P20</td></tr>
<tr><td>3 & 5P10 … 5P20</td></tr>
<tr><td rowspan="6">SMCS - JW1001</td><td rowspan="3">28 mm</td><td>0,2s / 0,25 / 0,5 & 5P20</td></tr>
<tr><td>1 & 5P10</td></tr>
<tr><td>3 & 5P10</td></tr>
<tr><td rowspan="3">50 mm</td><td>0,2s / 0,25 / 0,5 & 5P20</td></tr>
<tr><td>1 & 5P20</td></tr>
<tr><td>3 & 5P20</td></tr>
<tr><td>Çıkış sinyali</td><td colspan="3">IEC 60044-8 'e uygun olarak 225 mV</td></tr>
<tr><td>Standartlar</td><td colspan="3">IEC 60044-8 // IEC 61869-11</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Harici şartlar</td><td colspan="3">Çalışma: -25°C to +40°C or -40°C to +40°C, talep üzerine</td></tr>
<tr><td colspan="3">Depolama: -40°C to +80°C, talep üzerine</td></tr>
<tr><td>Anma burden direnci</td><td colspan="3">≥ 20 kΩ</td></tr>
</table>

2.1.8. Termal sensör

RMU panolarının kablo bağlantılarında gevşeklikten kaynaklı ısınma sorunlarının erken tespiti için kullanılır. Kendinden beslemeli bu sensörler kablosuz olarak zegbee protokolü ile haberleşir. Şekil 2.16.'da TH110 termal sensör görülmektedir. Bu sensörlerden gelen sıcaklık verileri merkezi zegbee alıcı ünite tarafından toplanarak scada sistemine aktarılır.



Şekil 2.16. TH110 RF Zegbee termal sensör (Schneider Electric, 2020)

2.1.9. Ölçü ve koruma cihazları

Şekil 2.17.'de görülen VIP 400, kendi kendine çalışan bir röledir. Çalışması için gerekli olan enerjiyi CT (Current transformer)'lerden alır. VIP 410 aynı koruma fonksiyonlarına sahip olmakla birlikte AC (Alternating current) veya DC (Direct current) yardımcı kaynağı ile çalışır. Şekil 2.18.'de hata akım göstergesi serisi cihazlar verimli ve kendi kendine güç sağlayan, her tür nötr ağ ile çalışabilen ve bilgi ekranı olarak LCD kullanan cihazlardır.

- Faz-faz ve faz-toprak arızalarının göstergesi
- Parametrelerin ve ayarların görüntülenmesi
- Hatalı fazın görüntülenmesi
- Yük akımı, her faz için maksimum akım, enerji akışı frekansı ve yönü göstergesi
- Gerilim algılama ve Modbus iletişimi ile arıza geçiş göstergesi (bazı modellerde)

Şekil 2.19.'da görülen gerilim varlığı göstergesi, kablo veya bara tarafında tüm fonksiyonel birimlere entegre edilebilir. Kablolarda gerilim olup olmadığını kontrol etmek için kullanılabilir. Kapasitif gerilim bölücü devresi ile ölçüm metodunu kullanır. İki cihaz tipi mevcuttur. VPIS ve VPIS-VO ile VDS olmak üzere iki tipi mevcuttur.



Şekil 2.17. VIP400 Koruma rölesi



Şekil 2.18. Flair 23DM Hata akımı göstergesi



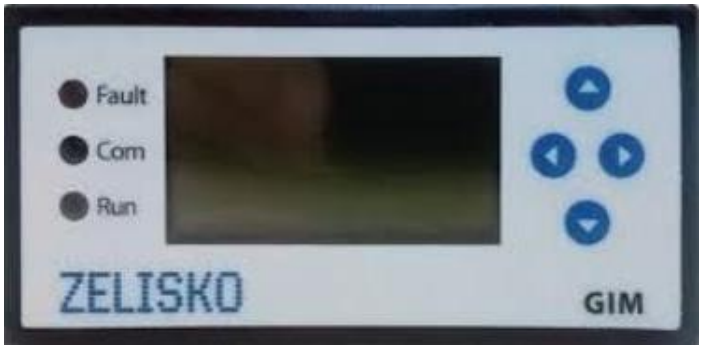
Şekil 2.19. VPIS23 Gerilim varlığı göstergesi

Bu cihazların yanında LPVT ve LPCT sensör bağlantılarını kabul eden Zelisko GIM koruma cihazı Şekil 2.20.'de görülmektedir. LPVT ve LPCT sensörlerinin RMU panolarında revizyon yapılmaksızın eklenebilmesi modernizasyon projelerinin kolaylıkla gerçekleştirilebilmesini mümkün kılmaktadır. Kritik öneme sahip yüklerin bulunduğu ring yapılı enerji beslemesinin uygulandığı tesislerde RMU pano revizyonların gerçekleştirilebilmesi için tüm tesisin veya kendisinden bir önceki RMU panosundan itibaren enerjinin kesilmesini gerekli kılar. Sahada RMU pano revizyonu gerçekleştirme süresinin LPVT ve LPCT uygulamasına kıyasla daha uzun olması ve hatta bazı durumlarda revizyon yapılamaması sebebiyle Enerji izleme sistemi yatırımı gerçekleştirilemeyebilir.

2.1.10. Zelisko GIM YG koruma cihazı

LPVT ve LPCT sensörleri ile yapılacak olan modernizasyon uygulamaları saha şartlarında kısa sürede gerçekleştirilebilmesi ve RMU pano üreticisinden bağımsız olması nedenleriyle eski sistemlerin modernize edilerek enerji izleme sistemi

projelerinin gerçekleştirilerek akıllı şebeke uygulamalarına imkân sağlar. Şekil 2.20. ’de Zelisko GIM koruma cihazı , Tablo 2.4.’te ise cihaza ait modbus adres tablosu verilmiştir.



Şekil 2.20. Zelisko YG koruma rölesi (LPVT ve LPCT sensör girişli)(Zelisko)

Tablo 2.4. Zelisko GIM cihazı Modbus adres listesi

Modbus Adres	Veri Adı	Açıklama	Birim	Uzunluk
1000	I1	Faz Akımı I1	A	UInt16
1001	I2	Faz Akımı I2	A	UInt16
1002	I3	Faz Akımı I3	A	UInt16
1003	IN	Kompanze edilmiş/İzole edilmiş sistemler için Toprak Akımı IN	1/100 A	UInt16
1004	V12	Gerilim V12	V	UInt16
1005	V23	Gerilim V23	V	UInt16
1006	V31	Gerilim V31	V	UInt16
1007	V1	Gerilim V1	V	UInt16
1008	V2	Gerilim V2	V	UInt16
1009	V3	Gerilim V3	V	UInt16
1011	Açı I1	Açı I1	1/10 Deg	UInt16
1012	Açı I2	Açı I2	1/10 Deg	UInt16
1013	Açı I3	Açı I3	1/10 Deg	UInt16
1014	Açı IN	Açı IN	1/10 Deg	UInt16
1015	Açı V12	Açı V12	1/10 Deg	UInt16
1016	Açı V23	Açı V23	1/10 Deg	UInt16
1017	Açı V31	Açı V31	1/10 Deg	UInt16
1018	Açı V1	Açı V1	1/10 Deg	UInt16
1019	Açı V2	Açı V2	1/10 Deg	UInt16
1020	Açı V3	Açı V3	1/10 Deg	UInt16
1021	Açı VNG	Açı VNG	1/10 Deg	UInt16

Tablo 2.4. (Devam) Zelisko GIM cihazı Modbus adres listesi

Modbus Adres	Veri Adı	Açıklama	Birim	Uzunluk
1022	Görünür_P_L1	Görünür Güç Faz 1	1 kVA	UInt16
1023	Active_P_L1	Aktif Güç Faz 1	1 kVA	SInt16
1024	Reaktif_P_L1	Reaktif Güç Faz 1	1 kVA	SInt16
1025	PF_L1	Güç Faktörü Faz1	1/1000	SInt16
1026	Frekans	Frekans	1/100 Hz	UInt16
1027	Görünür_P_L22	Görünür Güç Faz 2	1 kVA	UInt16
1028	Active_P_L2	Aktif Güç Faz 2	1 kVA	SInt16
1029	Reaktif_P_L2	Reaktif Güç Faz 2	1 kVA	SInt16
1030	PF_L2	Güç Faktörü Faz 2	1/1000	SInt16
1031	Görünür_P_L3	Görünür Güç Faz 3	1 kVA	UInt16
1032	Active_P_L3	Aktif Güç Faz 3	1 kVA	SInt16
1033	Reaktif_P_L3	Reaktif Güç Faz 3	1 kVA	SInt16
1034	PF_L3	Güç Faktörü Faz 3	1/1000	SInt16
1038	Active_P_3Ph	3-Faz Aktif Güç	1/100 MW	SInt16
1039	Reaktif_P_3Ph	3-Faz Reaktif Güç	1/100 MVAr	SInt16
1040	Görünür_P_3Ph	3-Faz Görünür Güç	1/100 MVAr	UInt16
1041	PF_3P	3-Faz Güç Faktörü	1/1000	SInt16
1042	Active_P_3Ph	3-Faz active Güç	1 kW	SInt16
1043	Reaktif_P_3Ph	3-Faz Reaktif Güç	1 kW	SInt16
1044	Görünür_P_3Ph	3-Faz Görünür Güç	1 kW	SInt16
1046	AIE+	Aktif Alınan Enerji (MWh)	1 MWh	UInt32
1049	RIE+	Reaktif Alınan Enerji (MWh)	1 MWh	UInt32

2.2. RTU Paneller

Uzak uç cihaz ve sensörlerden scada yazılımına veri aktarılması ve aktüatörlerin scada programı tarafından kontrol edilebilmesi için network'e bağlanması gereklidir. Bu amaçla uzak noktalarda RTU (Remote Terminal Unit – Uzak terminal ünite) panoları tesis edilir.

RTU Panolarda, tercih edilen haberleşme protokolüne uygun ethernet switch veya gateway'ler, dijital ve analog verileri toplamak için RTU cihazları, PLC (Programmable Logic Controller) gibi akıllı cihazlar kullanılabildiği gibi uzak IO modülleri de kullanılabilir. Saha seviyesinde seri haberleşme kullanan cihazlar ile scada merkezi haberleşmesi için protokol dönüştürücü cihazlar tesis edilebilir.

2.2.1. RTU cihazı

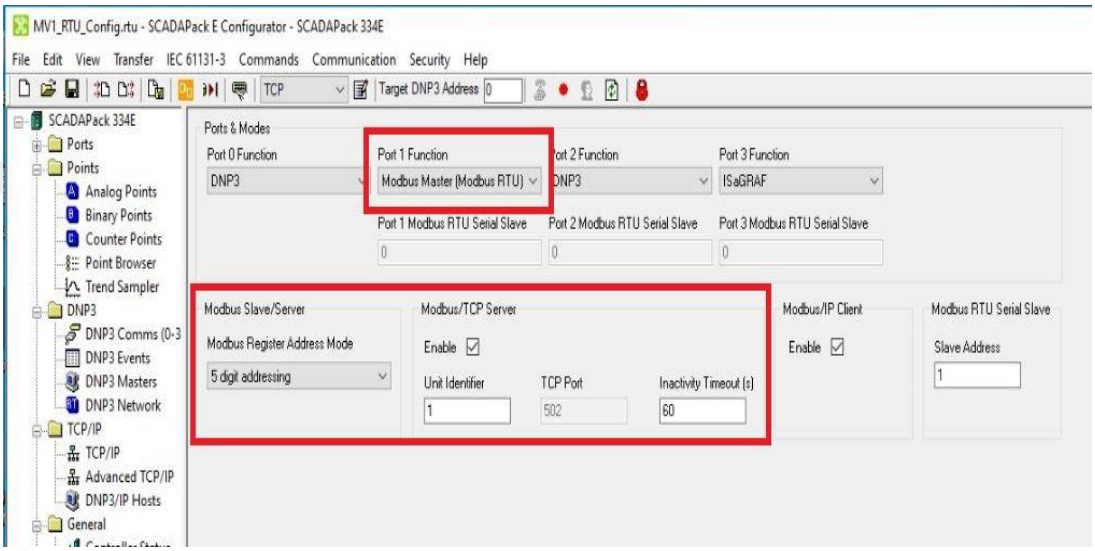
Çalışmada Şekil 2.21.'de görülen RTU cihazı kullanılmış olup bu cihaz scada merkezi ile dikey haberleşme için Modbus server özelliğine sahip olup Modbus-TCP ile ve ayrıca DNP3 haberleşme protokollerini kullanabilmektedir. Sahip olduğu RS232 ve RS485 portlarıyla ana cihaz (master) olarak Modbus-ASCII ve Modbus-RTU slave cihazları sorgulayabilir. Bu özellikleri ile veri yoğunlaştırıcı (data consentrator) görevini üstlenebilir. IO genişleme portu ile ana kart üzerindeki analog ve dijital giriş-çıkış sayıları arttırılabilir.

RTU cihazı ScadaPack E konfigüratör yazılımı ile konfigüre edilir. Bu yazılım RTU cihazı ile DNP3 protokolüyle iletişim kurar. Yazılımla cihazın girişleri, çıkışları, haberleşme port ayarları yapılandırılabilir ve bu ayarları RTU 'ya yüklenmesine imkân veren grafik kullanıcı ara yüzü sağlar. Ayrıca ScadaPack Workbench ve ISaGRAF 3 Workbench ile entegre olabilir. ScadaPack Workbench yazılımı IEC 61131-3 programlarının oluşturulabilmesine RTU'ya yüklenmesine ve çalışma zamanında teşhis amaçlı izlenebilmesine olanak sağlar. Ayrıca RTU'nun sahip olduğu web sunucu özelliği ile HTML5 destekleyen web sayfaları oluşturularak RTU'nun yerel bir scada olarak çalışmasına imkân veren HMI ekranları tasarlanabilir. Oluşturulan ekranlar HTML5 destekleyen herhangi bir web browser üzerinden izlenebilir ve kontrol edilebilir.

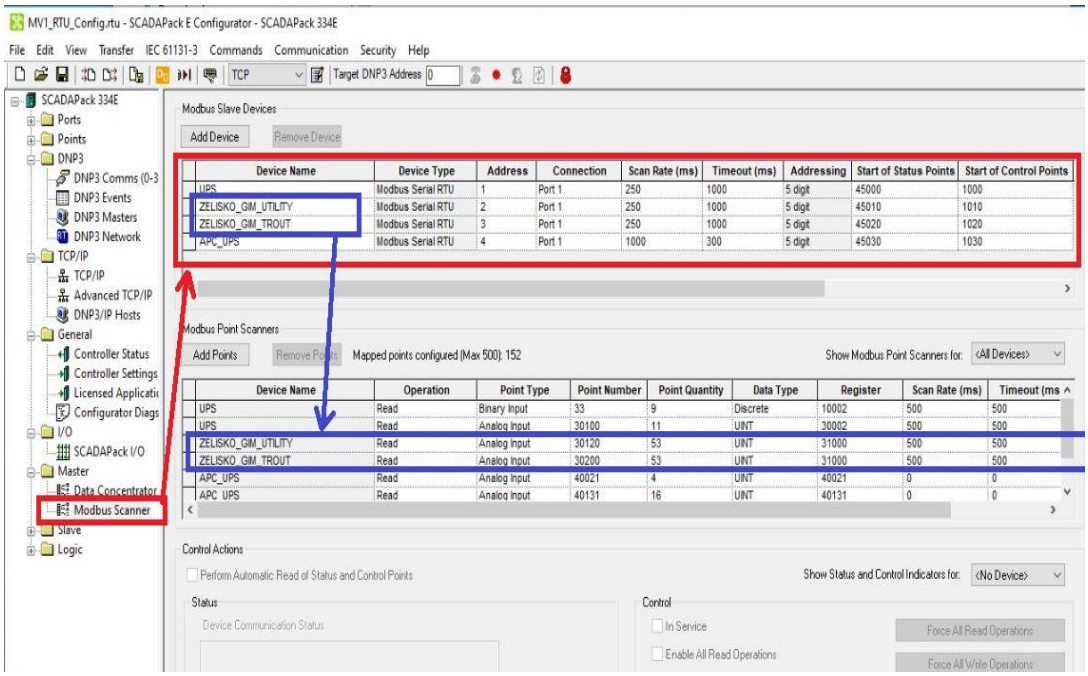


Şekil 2.21. Scadapack RTU cihazı

Şekil 2.22.'de RTU'nun Modbus-TCP server özelliğinin 502 numaralı port üzerinde aktifleştirildiği ve ayrıca Port 1 olarak belirlenmiş olan RS485 seri haberleşme portunun Modbus Master olarak kullanılacak şekilde konfigürasyonunun yapıldığı görülmektedir. Port 0 varsayılan olarak DNP3 protokolü ile konfigürasyon ve programlama yazılımı ile haberleşmeye ayarlıdır. Bundan başka RTU 'nun USB portu üzerinden cihazla iletişim kurulabilmekte, konfigürasyon ve programlama yapılabilmektedir.

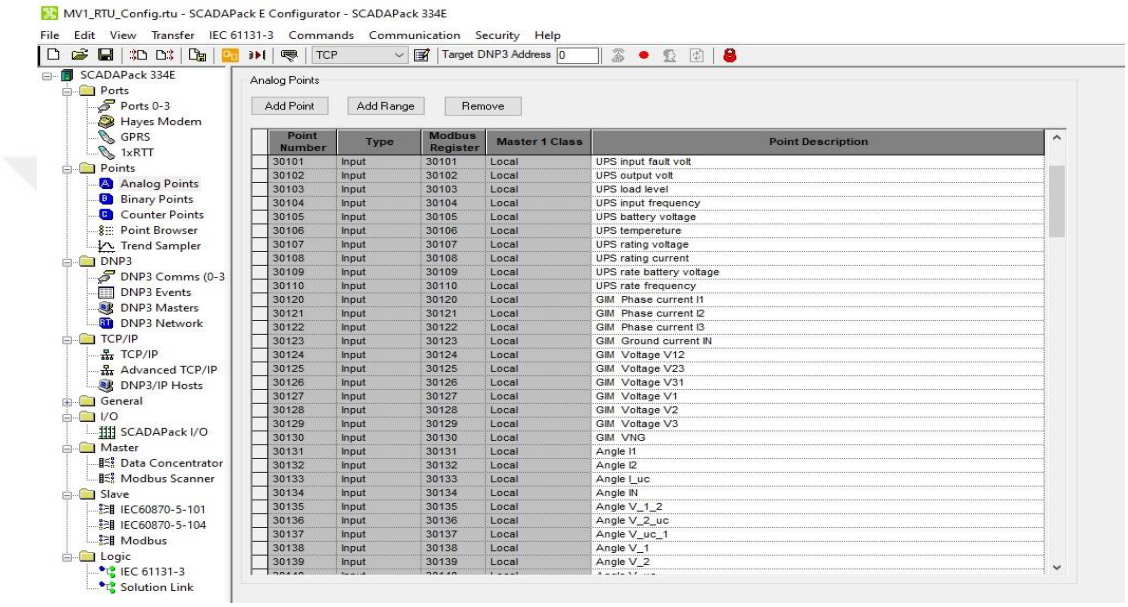


Şekil 2.22. Scadapack RTU Modbus-TCP ve Modbus-RTU ayarları



Şekil 2.23. Modbus-RTU Master ayarları – Köle cihaz sorgulama

Şekil 2.23.'te çalışmada kullanılan Zelisko GIM cihazı ve KGK cihazlarından veri okuma ve yazmada kullanılan konfigürasyon verilmiştir. RTU 'nun modbus tarama ayarları (Modbus scanner) sayfasında seri iletişim portuna bağlı olan köle cihazlarla ilgili ayarlar yapılmaktadır. Şekil 2.23.'te "Modbus slave devices" sekmesinde köle cihazların bağlı olduğu seri port, modbus cihaz adresi, sorgu aralıkları, sorgu sonrası cevap bekleme süresi ile köle sihaz ile iletişimin durumunun izlenmesini sağlayan durum ve kontrol verilerinin RTU hafıza adresleri belirlenmektedir.



Şekil 2.24. Modbus-RTU verilerinin Modbus-TCP adresleri ile eşleştirilmesi

Şekil 2.23.'ün "Modbus point scanners" sekmesinde ise bir üst sekmede belirlenmiş olan köle cihazın okuma veya yazma yapılacak olan Modbus adres başlangıç kaydedici numarası, kaç adet veri okunacağı, okunacak olan verinin tipi, tarama süresi, cevap gecikme süresi ve okunan verinin dikey haberleşmede hangi port numarasından okunacağı belirlenmektedir. Köle cihazlardan okunan Modbus-RTU verilerinin dikey haberleşmede kullanılacak olan Modbus-TCP adreslerine eşleştirilmiş adres listesi Şekil 2.24.'te verilmiştir. RTU cihazı köle cihazdan okuduğu veya yazdığı verilerin adresleri ile kendi iç yazmaç adresleri ile eşleştirmekte, bu iç yazmaçlara ise dikey haberleşmede istenen adres tanımlanabilmektedir. RTU cihazı iç yazmaç adresi ile dikey haberleşmedeki bir başka deyişle Modbus-TCP adreslerinin aynı olması Modbus-RTU haberleşme ağına yeni köle cihaz eklenmesi durumunda karışıklığı önler. Bu adresleme mantığının adres eşleştirmelerinin açık ve anlaşılır olmasını

sağlaması nedeniyle RTU cihazının dahili adresleri ile dikey haberleşmede kullanılan Modbus-TCP adresleri aynı olacak şekilde konfigürasyon yapılması tercih edilmiştir.

2.2.2. YG-AG enerji analizörleri

Enerji izleme sisteminin ana omurgasını oluşturan cihazlardır. Gerilim ve akım trafolarından üzerinden ölçtüğü akım, gerilim, frekans ve güç faktörü değerlerini kullanarak aktif güç, reaktif güç, kapasitif güç, tüketilen enerji, sisteme verilen enerji miktarı gibi bir bilgi üreterek anlık olarak scada'ya iletir. Bununla birlikte hafıza kapasitesine bağlı olarak bu bilgileri depolayabilir.



Şekil 2.25. PM8000 Enerji analizörü



Şekil 2.26. PM5000 Enerji analizörü

Enerji analizörleri hem YG gerilim seviyesinde hem de AG seviyesinde kullanılabilir. YG seviyesinde kullanılabilmesi için gerilim trafosu bağlantı girişleri xxx/100/$\sqrt{3}$ volt seviyesini desteklemelidir. YG gerilim seviyesinde kullanılan enerji analizörleri AG'de kullanılan enerji analizörlerine göre daha gelişmiş özellikler barındırır. Şekil 2.25.'de projede YG seviyesi için kullanılan enerji analizörü, Şekil 2.26.'de ise AG panolarda kullanılan enerji analizörü görülmektedir.

2.2.3. Protokol çevirici

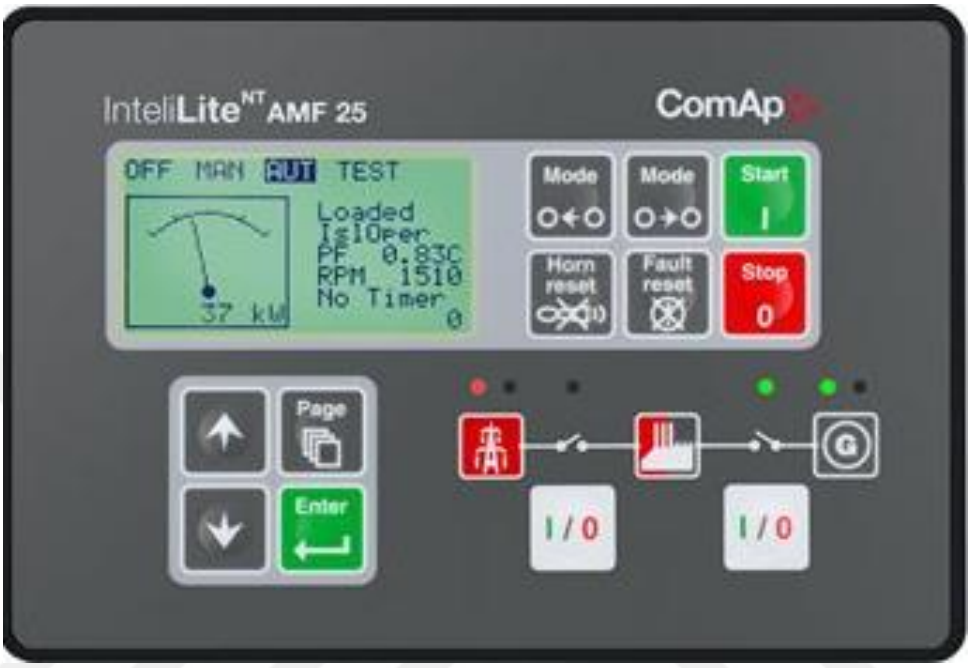
Projede, RTU pano beslemelerinde kullanılan KGK'lar (Kesintisiz güç kaynağı), AG panolarda bulunan enerji analizörüler, RMU panolarda kullanılan Zelisko-GIM koruma röleleri önceki bölümlerde açıklandığı üzere seri bir haberleşme yöntemi olan Modbus-RTU kullanmaktadır. Bu cihazların Ethernet ağı üzerinden Modbus-TCP protokolü ile scada ile haberleşebilmesi için bu iki protokol arasında dönüştürme sağlanması gereklidir. Şekil 2.27.'de Moxa marka MGATE MB3180 Modbus-TCP 'den Modbus-RTU'ya protokol dönüştürücü (gateway) cihazı görülmektedir. Cihaz konfigürasyonu MGATE Menager yazılımı ile yapılmakta, cihaz Modbus-TCP Ana cihazdan Modbus-RTU köle cihaza çevirici hem de Modbus-RTU Ana cihazdan Modbus-TCP köle cihaza protokol dönüştürme yapabilmektedir. Uygulamada MGATE MB3180 protokol dönüştürücünün konfigürasyonunda scada bilgisayarı Modbus-TCP ana cihaz, RS-485 portu Modbus-RTU köle cihaz olarak ayarlanmıştır.



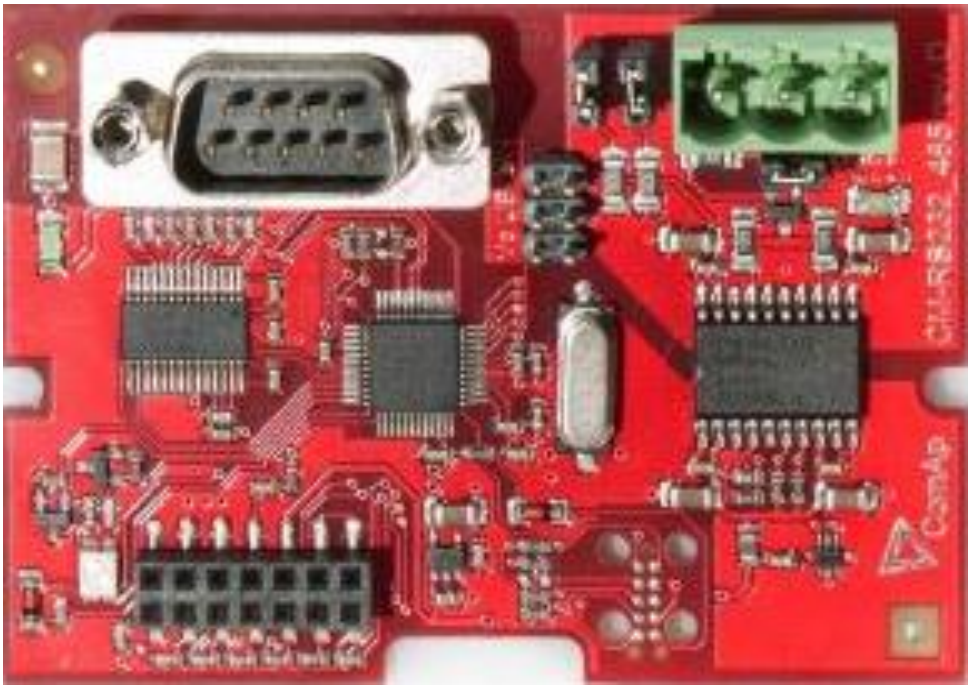
Şekil 2.27. Modbus-TCP Modbus-RTU protokol çevirici

2.2.4. Jeneratör kontrol cihazı

Tesiste kullanılan jeneratörlerin kontrol cihazı Şekil 2.28.'de ve Modbus-RTU haberleşme kartı Şekil 2.29.'da görülmektedir. Tez kapsamında kontrol cihazından alınan veriler ve modbus adresleri Tablo 2.5.'de verilmiştir.



Şekil 2.28. ComAp InteliLight AMF25 Jeneratör kontrol cihazı



Şekil 2.29. AMF25 CM-RS232-485 Modbus-RTU kartı

Tablo 2.5. COM-AP Jeneratör kontrolörü modbus adres listesi

Sıra No	Adresi	Veri noktası adı	Açıklama	Birimi	Uzunluk
1	8192	Jeneratör VL1-N	Jeneratör Gerilimi L1-N	V	Uint16
2	8193	Jeneratör VL2-N	Jeneratör Gerilimi L2-N	V	Uint16
3	8194	Jeneratör VL3-N	Jeneratör Gerilimi L3-N	V	Uint16
4	8195	Şebeke V L1-N	Jeneratör Gerilimi L1-N	V	Uint16
5	8196	Şebeke V L2-N	Jeneratör Gerilimi L2-N	V	Uint16
6	8197	Şebeke V L3-N	Jeneratör Gerilimi L3-N	V	Uint16
7	8202	Yük kW	Jeneratör Yükü kW	kW	Int 16
8	8203	Yük kVAr	Jeneratör Yükü kVAr	kVAr	Int 16
9	8204	Yük PF	Jeneratör Yükü PF	pF	Int 8
10	8209	Motor RPM	Motor RPM	RPM	Uint16
11	8210	Jen Frek.	Jeneratör frekansı	Hz	Uint16
12	8211	Şebeke Frek.	Jeneratör frekansı	Hz	Uint16
13	8213	Batarya gerilimi	Batarya gerilimi	V	Int 16
14	8224	Yük kW L1	Jeneratör Yükü kW L1	kW	Int 16
15	8225	Yük kW L2	Jeneratör Yükü kW L2	kW	Int 16
16	8226	Yük kW L3	Jeneratör Yükü kW L3	kW	Int 16
17	8227	Yağ basıncı	Yağ basıncı	Bar	Int 16
29	8534	Yük PF L2	Jeneratör Yükü PF L2	kVAr	Int 8
30	8535	Yük PF L3	Jeneratör Yükü PF L3	kVAr	Int 8
31	8565	Yük kVA	Jeneratör Yükü kVA	kVA	Int 16
32	8626	Yük ChrL1	Yük ChrL1	Char	Char
33	8627	Yük ChrL2	Yük ChrL2	Char	Char
34	8628	Yük ChrL3	Yük ChrL3	Char	Char
35	9628	Jeneratör VL1-L2	Jeneratör Gerilimi L1-L2	V	Uint16
36	9629	Jeneratör VL2-L3	Jeneratör Gerilimi L2-L3	V	Uint16
37	9630	Jeneratör VL3-L1	Jeneratör Gerilimi L3-L1	V	Uint16
18	8228	Motor sıcaklığı	Motor sıcaklığı	°C	Int 16
19	8229	Yakıt seviyesi	Yakıt seviyesi	%	Int 16
20	8330	Motor durumu	Motor durumu		Uint16
21	8395	Yük Char	Yük Char	Char	Char
22	8527	Yük kVAr L1	Jeneratör Yükü kVAr L1	kVAr	Int 16
23	8528	Yük kVAr L2	Jeneratör Yükü kVAr L2	kVAr	Int 16
24	8529	Yük kVAr L3	Jeneratör Yükü kVAr L3	kVAr	Int 16
25	8530	Yük kVA L1	Jeneratör Yükü kVA L1	kVA	Int 16
26	8531	Yük kVA L2	Jeneratör Yükü kVA L2	kVA	Int 16
27	8532	Yük kVA L3	Jeneratör Yükü kVA L3	kVA	Int 16
28	8533	Yük PF L1	Jeneratör Yükü PF L1	kVAr	Int 8

2.2.5. Kesintisiz güç kaynakları

RTU panoların enerji kesintilerinden etkilenmemesi amacıyla kullanılan Şekil 2.30.'da görülen KGK ile beslendi. Tablo 2.6.'da KGK dan alınan verilerin modbus tablosu verilmiştir.



Şekil 2.30. Modbus RTU haberleşme özelliğine sahip Makelsan KGK

Tablo 2.6. KGK modbus adres listesi

Read Input Registers(0x04) fonksiyonu ile okunmaktadır						
Modbus Adres (hex)	Modbus Adres (desimal)	Veri Adı	Açıklama	Birim	Çarpan	Çarpan
0x0001	1000	KGK giriş gerilimi	KGK giriş gerilimi	A	0.1	UInt16
0x0002	1001	KGK giriş hata gerilimi	KGK giriş hata gerilimi	A	0.1	UInt16
0x0003	1002	KGK çıkış gerilimi	KGK çıkış gerilimi	V	0.1	UInt16
0x0004	1003	KGK Yük seviyesi	KGK Yük seviyesi	%	1	UInt16
0x0005	1004	KGK giriş frekansı	KGK giriş frekansı	Hz	0.1	UInt16
0x0006	1005	KGK batarya gerilimi_0.01	KGK batarya gerilimi	V	0.01	UInt16
0x0007	1006	KGK sıcaklık	KGK sıcaklık	C	0.1	UInt16
0x0008	1007	KGK etiket gerilimi_0.1	KGK etiket gerilimi	V	0.1	UInt16
0x0009	1008	KGK etiket akımı_0.1	KGK etiket akımı	V	0.1	UInt16
0x000A	1009	KGK batarya etiket gerilimi _0.1	KGK batarya etiket gerilimi	V	0.1	UInt16
0x000B	1010	KGK etiket frekansı_0.1	KGK etiket frekansı	Hz	0.1	UInt16
Read Discrete Inputs(0x02) fonksiyonu ile okunmaktadır						
0x0001	1	İletişim hatası	İletişim hatası			1 bit
0x0002	2	Beep alarmı sesi	Beep alarm sesi			1 bit
0x0003	3	Kapatma komutu etkindir	Kapatma komutu etkindir			1 bit
0x0004	4	KGK testi yapılıyor	KGK testi yapılıyor			1 bit

Tablo 2.6. (Devam) KGK modbus adres listesi

0x0005	5	KGK tipi	KGK tipi			1 bit
0x0006	6	KGK hata	KGK hata var			1 bit
0x0007	7	Bypass etkindir	Bypass etkinleştirildi			1 bit
0x0008	8	Batarya gerilimi düşük	Batarya gerilimi düşük			1 bit
0x0009	9	AC gerilim hatası	AC gerilim hatası			1 bit

2.2.6. Yönetilebilir ağ anahtarı

RTU panolarının ve sahada bulunan diğer cihazların scada merkezi ile Modbus-TCP protokolüyle haberleşmesini sağlayan ağ anahtarı Şekil 2.31.'de görülmektedir. Cihaz FO portları üzerinde ring ethernet topolojisini desteklemektedir. Cihazın ağ durumu ile ilgili bilgileri SNMP (Simple Network Menagement Protocol) ile raporlayabilmektedir.



Şekil 2.31. 2FO+2ETH portlu Layer II Ethernet switch

2.3. Scada Bilgisayarı ve Scada Yazılımı

Enerji izleme sisteminde ana rolü scada bilgisayarı ve yazılımı oluşturur. Scada bilgisayarı terimi bu bilgisayarın izleme görevi için atanmış olduğunu belirtmekte olup scada yazılımı bu bilgisayarda çalışır. Raporlama amacıyla aynı ağda çalışan başka bir bilgisayar kullanılabileceği gibi genellikle scada bilgisayarı bu görevi de üstlenir. Birden çok kullanıcı bilgisayarının olduğu sistem tasarımında veya yedekli scada server bilgisayarının tercih edildiği durumlarda Windows server işletim sistemi tercih edilmelidir. Scada yazılımları nesne yönelimli yazılımlardır ve sahada bulunan cihazlardan bağımsız olarak seçilebilmektedir.

2.3.1. Scada bilgisayarı donanımı

Scada bilgisayarları 7/24 sürekli çalışan cihazlar olması nedeniyle bu çalışma şartlarına uygun olarak özelleştirilmiş iş istasyonu veya sunucu bilgisayarlar tercih edilmektedir. Tezde kullanılan bilgisayarı teknik özellikleri Tablo 2.7.'de verilmiştir.

Tablo 2.7. Scada bilgisayarı teknik özellikleri

Marka	HP
Model	2WU74EA Z4 G4
İşletim sistemi	Win 10 Pro
İşlemci	Intel Xeon W-2133 3.6-3.9 GHz Turbo 6 Çekirdek
Ram	DDR4-2666 16GB
HDD 1	256GB PCIe SSD
HDD 2	SATA: 1x 1 TB

2.3.2. Scada yazılımı

Scada yazılımları izleme ve kontrol amacıyla kullanılan nesne yönelimli programlar olduğundan bahsedilmişti. Scada yazılımları, saha cihazları ile bütünleşik olarak içerdikleri yazılım sürücüleri ile haberleşir. Yapılan çalışmada enerji izleme ve kontrol görevleri için özelleştirilmiş Schneider firmasına ait EcoStruxure™ Power SCADA Operation 9.0 with Advanced Reports and Dashboards yazılımı kullanılmıştır. Şekil 2.32.'de PSO yazılımı ana ekranı ekranı görülmektedir. Yazılım birçok iletişim protokolünü desteklemekle birlikte enerji izleme ve kontrol uygulamalarında sıklıkla kullanılmaları nedeniyle yukarıda detaylı olarak açıklanan aşağıdaki iletişim protokolleri öne çıkmaktadır:

- Modbus-RTU
- MBPlus A, MBPlus B (Modbus-RTU varyasyonları)
- Modbus-TCP
- MODNET (Modbus-TCP versiyonu)
- IEC 61850
- IEC60870-1
- IEC60870-3
- IEC60870-4
- DNP3
- SNMP

Şekil 2.32. PSO Ana ekran

3. YG ENERJİ İZLEME SİSTEMİ

Bu tez çalışmasında, orta ölçekli bir havaalanın enerji beslemesini sağlayan 10 adet RMU panosunu enerji izleme sistemi uygulamasına uygun olarak modernize edilmesi, aynı zamanda her bölgede bulunan AG dağıtım panoları ve jeneratörlere ait enerji analizörlerinin izleme sistemine dahil edilerek yerleşkedeki bütün bölgelerde enerji sürekliliği ve tüketimi ile ilgili bilgilerin izlenmesi ve raporlanmasını amaçlamaktadır.

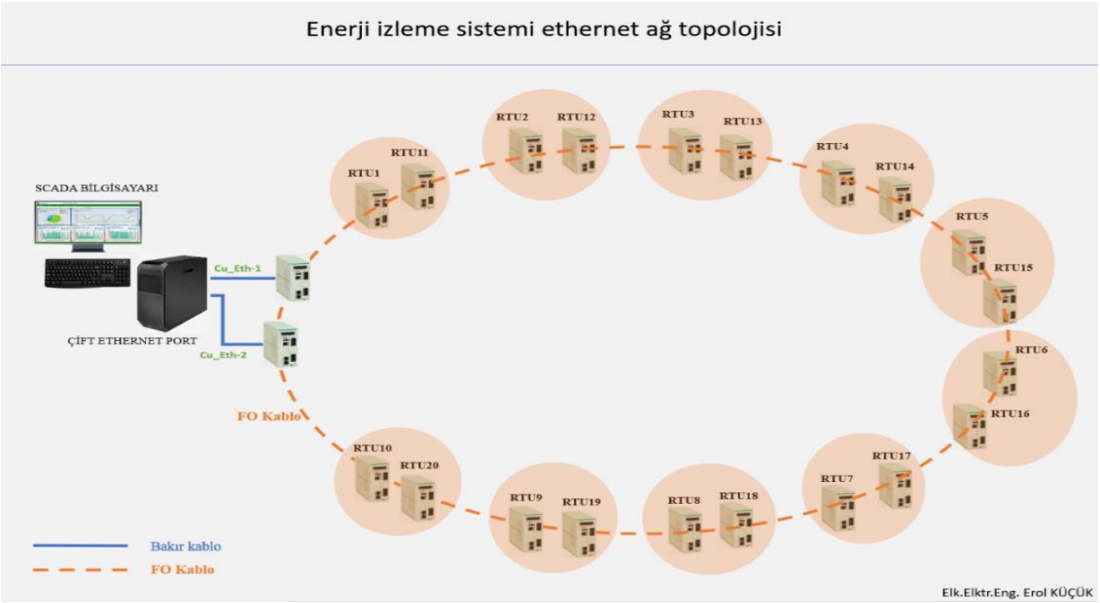
Proje kapsamında 10 farklı YG enerji dağıtım bölgesinde, her bölgede 1 adet RMU panosu ve 1 adet ADP panosu bulunmakta, saha genelinde toplam 10 adet RMU panosunun verilerinin toplanması için 10 adet YG RTU panosu ve 10 adet ADP panosu verilerinin toplanması için 10 adet AG RTU panosu olmak üzere toplam 20 adet RTU panosu imal edilmiştir.

3.1. Enerji İzleme Sisteminin Topolojisi

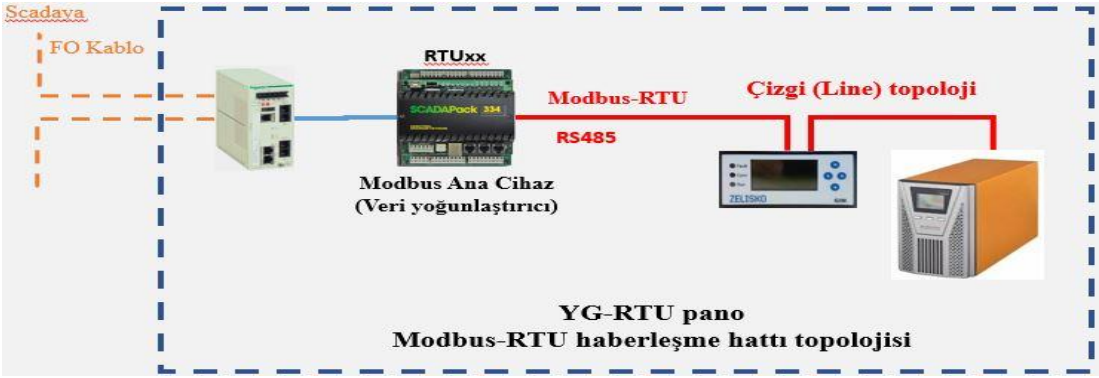
Projede aynı yerleşke içerisinde 10 farklı mevkide bulunan YG ve AG Enerji dağıtım panolarından enerji tüketim verileri, anlık güç, gerilim, akım gibi verileri alabilmek amacıyla her bir pano için 1 adet RTU panosu eklenmesi planlanmıştır. Her panoda bir adet 5 portlu ethernet ağ anahtarı, 1 adet 16 DI 16 DO genişleme ünitesine sahip Scadapack 334 E RTU cihazı, bir adet Modbus-TCP ‘den Modbus-RTU ya protokol dönüştürücü MGATE MB3180 cihazı ve RTU panosunun beslemesi için 1 adet KGK bulunmaktadır. Panolar arasında haberleşme için FO (Fiber optik) kablo kullanılmıştır. Scada odasından sahaya iletilen çok damarlı FO kablo olup hem YG-RTU panolarından hem de AG-RTU panolarındaki ethernet ağ anahtarlarını dolaşarak scada odasında bulunan iki adet ethernet ağ anahtarına yedekli haberleşme ağı sağlayacak şekilde bağlanmıştır. Bu şekilde ethernet ağının bir halka topoloji (ring topoloji) şeklinde olması sağlanmıştır. Şekil 3.1.’de ethernet ağ topolojisi verilmiştir. Tercih edilen ağ anahtarının yedekli haberleşme ayarları yapılmıştır. Scada odasında ise 1 adet scada yazılımını çalıştırabilecek bir bilgisayar ve rapor çıktılarının alınabileceği yazıcı bulunmaktadır. Saha seviyesinde RTU panolar ile yüksek gerilim enerji izleme için kullanılan GIM cihazı arasında çizgi topoloji (line topoloji) olarak düzenlenmiş

ve veriler YG-RTU panolarında RS485 haberleşme ağı üzerinden Modbus-RTU haberleşme protokolü ile RTU cihazında toplanmıştır. Scada bilgisayarı saha verilerini elde etmek için veri yoğunlaştırıcı (data concentrator) olarak konfigürasyonu yapılan Scadapack 334E RTU cihazını sorgulamaktadır. Scada bilgisayarı ile RTU cihazı arasında Modbus-TCP protokolü ile iletişim sağlanmaktadır. AG panolarda bulunan ve Modbus-RTU protokolü ile haberleşebilen enerji analizörlerinin verileri ise MGATE MB3180 protokol dönüştürücü aracılığı ile scada bilgisayarı tarafından doğrudan sorgulanarak alınmaktadır. YG-RTU panolarında ScadaPack RTU cihazının seri portuna bağlı seri haberleşen cihazların Modbus-RTU ağ topolojisi Şekil 3.2.'de, AG-RTU panolarında bulunan protokol dönüştürücünün seri portuna bağlı olan seri cihazların bağlantı topolojisi ise Şekil 3.3.'te verilmiştir. Her iki panoya da seri bağlanan Modbus-RTU cihazların haberleşme ağı yapısı çizgi (line) topoloji yapısındadır.

Ethernet ve Modbus-RTU haberleşme ağlarının bağlantılarının yapısını proje genelinde incelemek için RTU-1 ile RTU-4 panolarını içeren ağ bağlantı topolojisi Şekil 3.4.'te , RTU-5 ile RTU-8 panolarınınki Şekil 3.5.'te ve RTU-9 ile RTU-10 panolarınınki ise Şekil 3.6 'da gösterilmiştir. YG-RTU ve AG-RTU panolarının haberleşme ağı topolojileri benzer yapıda olması nedeniyle AG ADP panolarına ait verilerinin toplandığı RTU11-RTU20 panoları burada verilmemiştir.



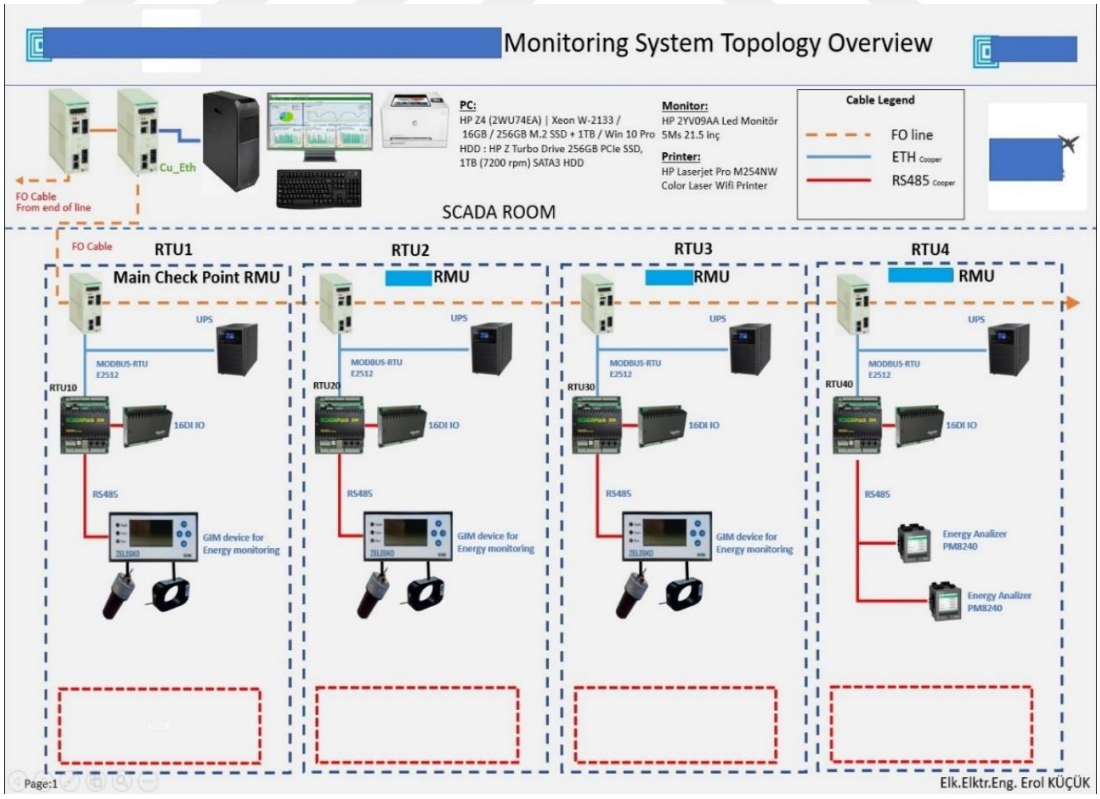
Şekil 3.1. Enerji izleme sisteminin ethernet ağ topolojisi



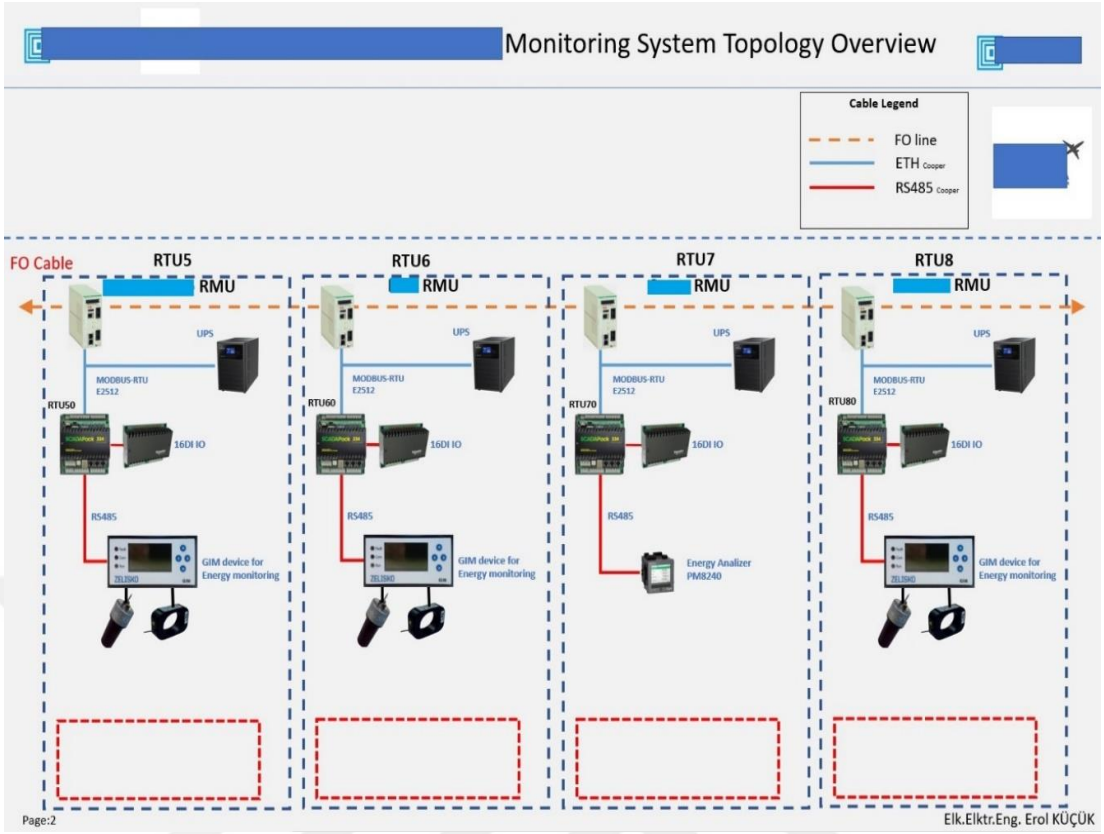
Şekil 3.2. YG-RTU pano Modbus-RTU haberleşme topolojisi



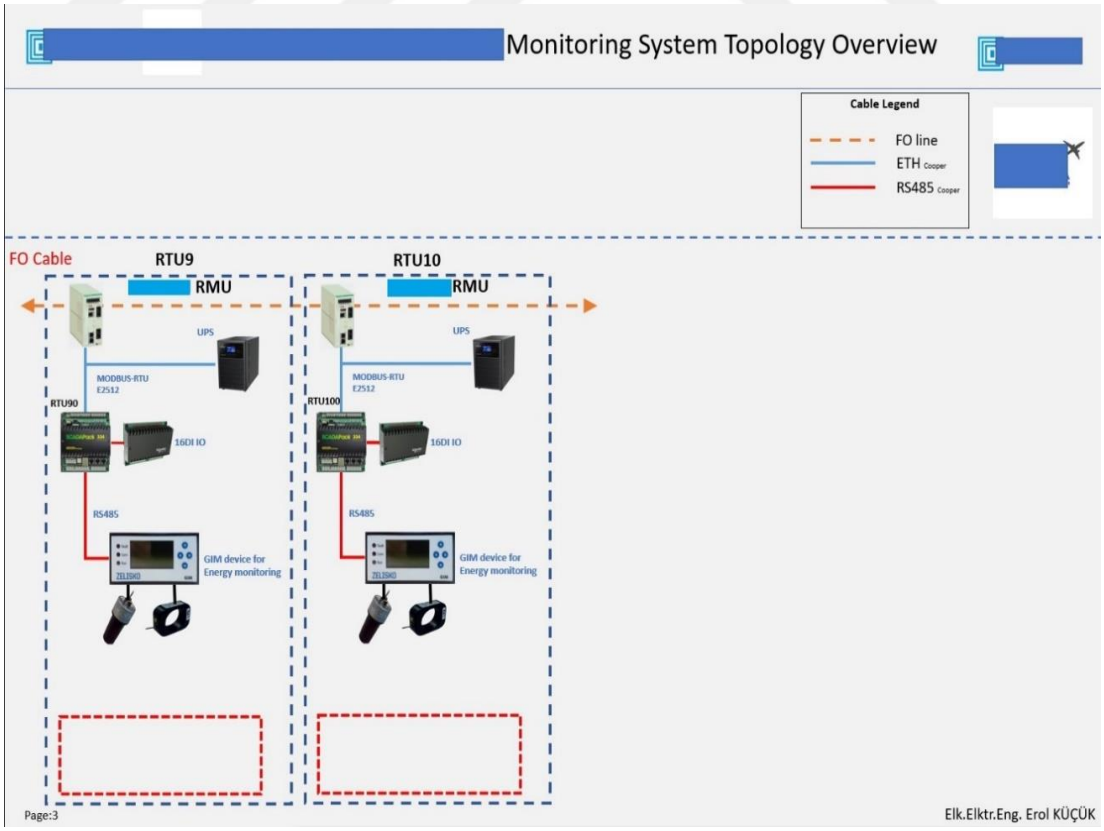
Şekil 3.3. AG-RTU pano Modbus-RTU haberleşme topolojisi



Şekil 3.4. Enerji izleme sistemi topolojisi RTU1-4 genel bakış



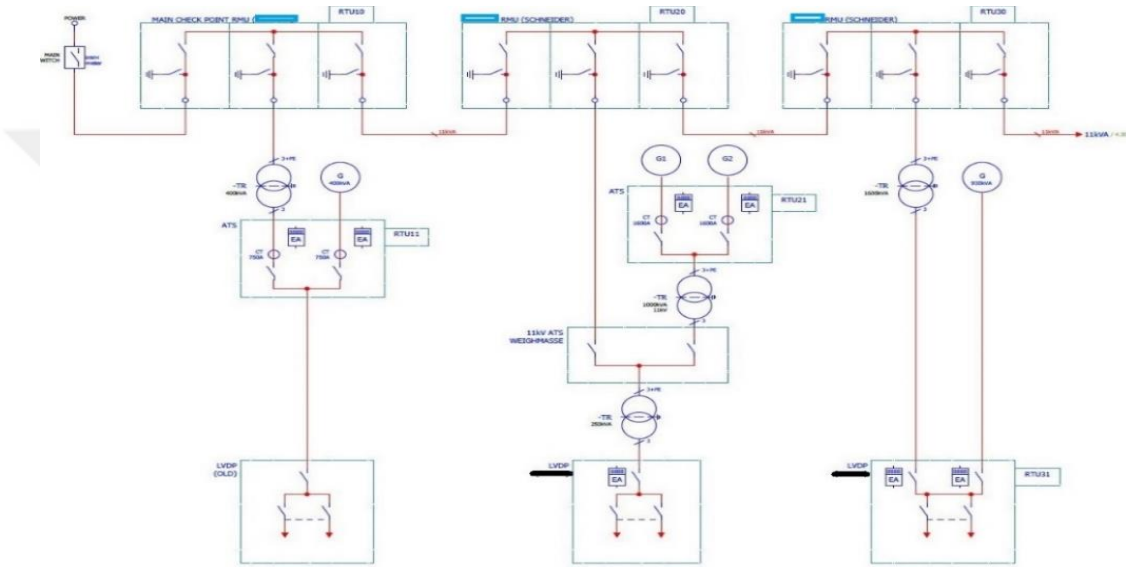
Şekil 3.5. Enerji izleme sistemi topolojisi RTU5-8 genel bakış



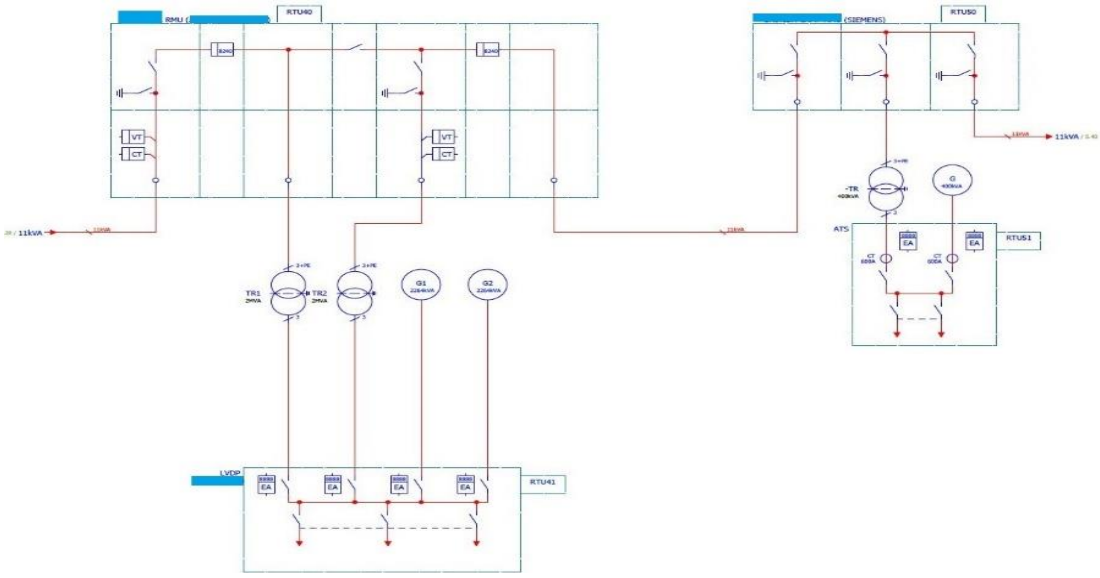
Şekil 3.6. Enerji izleme sistemi topolojisi RTU9-10 genel bakış

3.2. Tek Hat Şeması

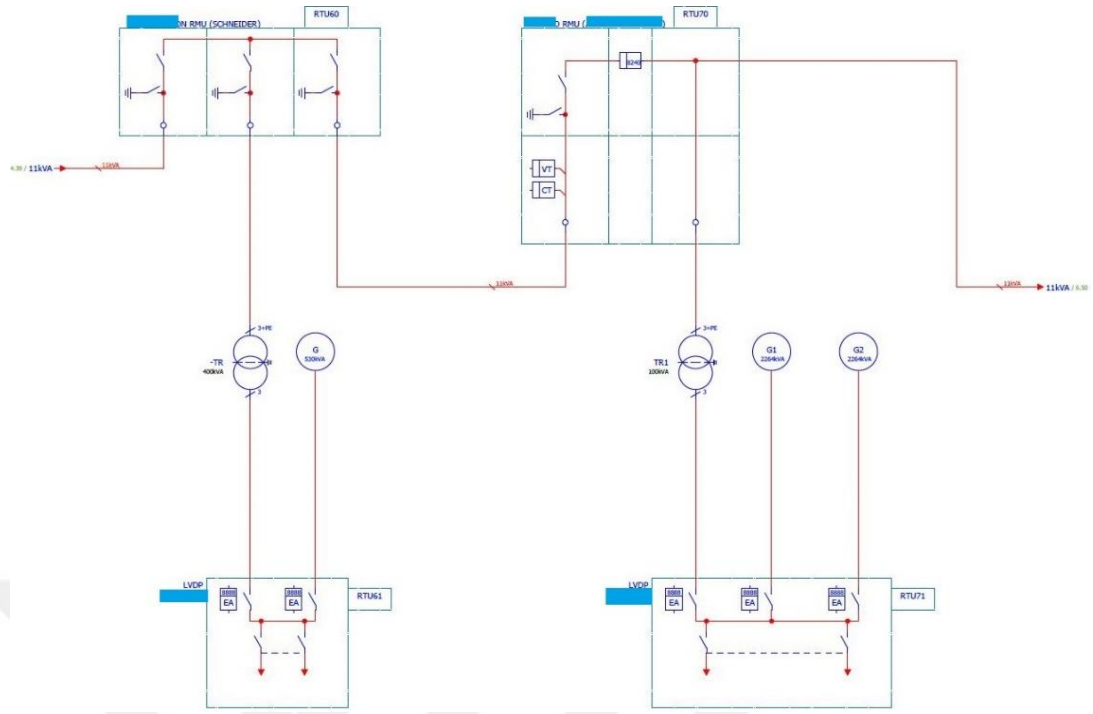
Yerleşkedeki 11 kV gerilim seviyesindeki YG dağıtım sisteminin 1 ,2 ve 3 numaralı mevkilere ait YG tek hat şeması Şekil 3.7.'de, 4 ve 5 numaralı mevkilere ait YG tek hat şeması Şekil 3.8.'de, 6 ve 7 numaralı mevkilere ait YG tek hat şeması Şekil 3.9.'da ve 8,9,10 numaralı mevkilere ait YG tek hat şeması Şekil 3.10.'da verilmiştir. Ayrıca tek hat şemalarında AG ADP'ler (Ana Dağıtım Panosu) ve jeneratörler de görülmektedir.



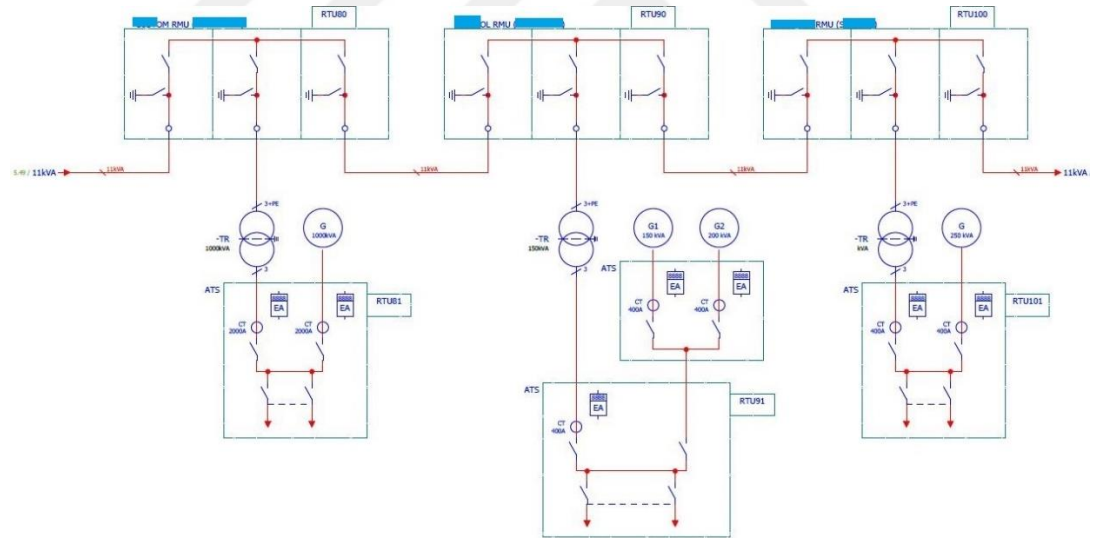
Şekil 3.7. 1-3 Bölümlerine ait tek hat şeması



Şekil 3.8. 4-5 Bölümlerine ait tek hat şeması



Şekil 3.9. 6-7 Bölümlerine ait tek hat şeması



Şekil 3.10. 8-10 Bölümlerine ait tek hat şeması

3.3. İletişim Ağı Adres Planlama

İzleme sisteminde bulunan gerek ethernet ağına bağlı cihazların gerekse Mosbus-RTU ile haberleşen seri haberleşme ağına bağlı cihazların mevki numaraları ile uyumlu, belirli bir numaralandırma mantığı içerisinde IP adresleri ve Modbus adresleri verilmesi faydalıdır. Hiyerarşik süzende yapılan IP planlaması scada programının geliştirilmesinde kolaylık sağlayacağı gibi oluşacak arızalarda arızalı cihazların

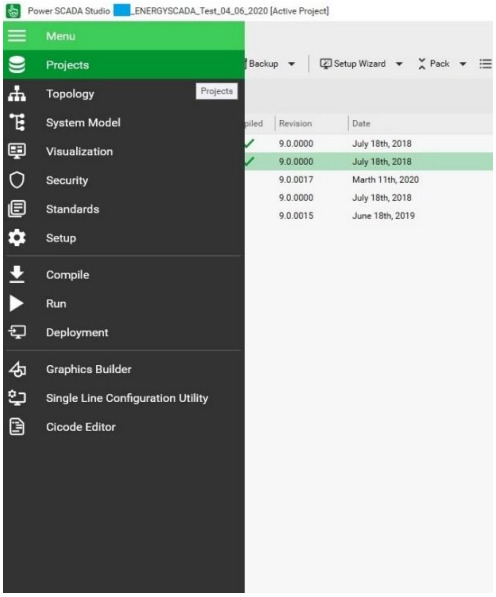
yerinin hızlıca tespit edilmesine de yardımcı olur. Bunun yanında scada operatörlerinin izleme sistemine adaptasyonunu hızlandırır. Tezde kullanılan cihazlarla ilgili yapılmış olan ağ adresi planlama tablosu EK-A'da ve Scadapack RTU cihazlarından alınan sinyal listesi EK-B'de verilmiştir.

3.4. PSO Yazılımında Scada Projesi Oluşturma

İzleme sisteminin tasarımında öncelikle yeni bir proje oluşturulur ve akabinde scada bilgisayarının donanım özellikleri de dikkate alınarak projenin konfigürasyonları tamamlanır.

3.4.1. Ana menü

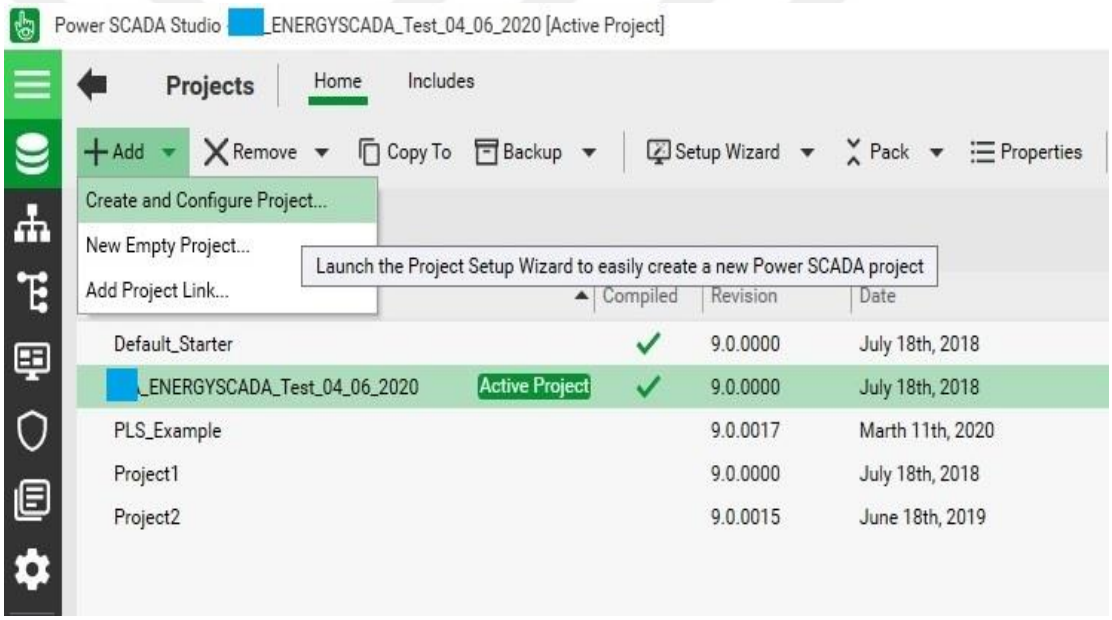
Ana ekranda bulunan en sol üstteki "Menu" butonuna basıldığında PSO yazılımının ana menüsü görüntülenebilir. Şekil 3.11.'de PSO ana menüsü görülmektedir. Ana menü içerisinde "Projects", "Topology", "System Model", "Visualization", "Security", "Standarts", "Setup" sekmeleri proje geliştirme sürecinde hem scada bilgisayarının hem de çalışma zamanı projesinin konfigürasyonlarının yapıldığı menülerdir. Devamında "Compile" bulunmaktadır. Aynı zamanda bu menüde hazırlanmış olan scada projeleri compile edilerek sağ yönlü üçgen şeklindeki "Run" butonuna basılmak suretiyle hazırlanmış olan enerji izleme scada programı gerçek zamanlı (runtime) çalıştırılabilmektedir.



Şekil 3.11. PSO Ana menü

3.4.2. Yeni proje oluşturma

PSO yazılımında yeni bir scada projesi oluşturmak için “Projects” menüsü seçilir. Bunun için ekranın üst kısmında bulunan menüden “Add” (Ekle) butonuna tıklanarak yeni bir proje oluşturulur. Şekil 3.12.’de yeni proje ekleme seçenekleri görülmektedir. “Create and Configure Project” seçeneği ile yeni bir proje oluşturularak hemen akabinde varsayılan ayarlarla başlatılan konfigürasyon işlemine geçilir. “Properties” sekmesinde üzerinde çalışılan projenin “Compile” işleminden önce “majör” ve “minör” versiyonları atanarak proje çalışmasının birbirini izleyen çalışma süreçlerinde farklı versiyonlarla kaydedilmesi sağlanabilir. Proje özellikleri popup sayfası Şekil 3.13.’te verilmiştir.

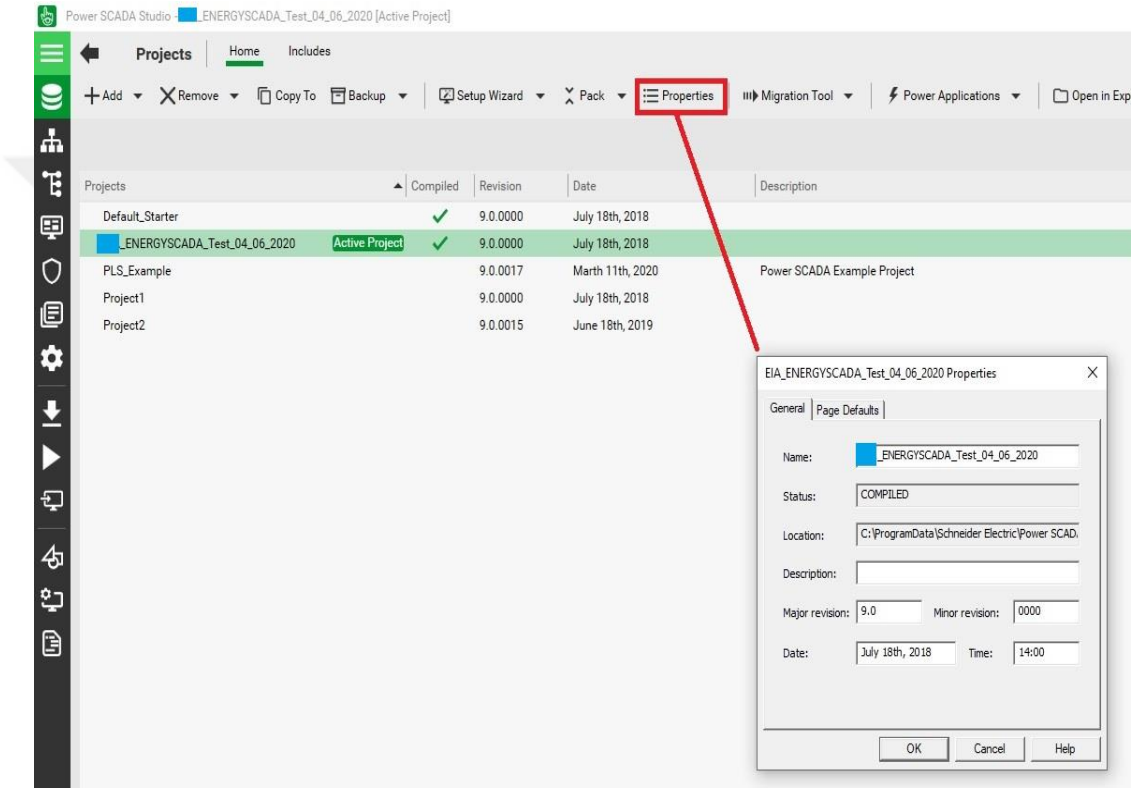


Şekil 3.12. PSO Yeni proje oluşturma

3.4.3. Proje özellikleri

Oluşturulan projenin majör ve minör revizyonlarının belirlendiği menüdür. Çalışmanın ilerleyen safhalarında yapılan değişiklikleri takip edebilmek için önemlidir. Önemli değişiklikler “majör revisions” ile belirtilirken proje genelini etkilemeyen küçük değişiklikler “minör revisions” numaraları ile ifade edilir. Projeye çalışmasına revizyon numarası verilmesi için Şekil 3.13.’te görüldüğü gibi PSO ana sayfasında Projeler ana menüsünün “Properties” sekmesi seçilir. Açılan proje özellikleri pop-up sayfasında öncelikle revizyon numarası atanmak istenen proje

seçilir. Açık olan projenin adı “Name” kısmında belirtilir. Tarih ve saat kısmında o anki tarih ve saat otomatik olarak atanır. “Major revision” ve “Minör revision” veri giriş kutularında projenin halihazırdaki revizyon numaraları yüklenir. Yeni bir revizyon numarası atanırken sıralı olarak numaralandırma yapılmalıdır. Yeni revizyon numarası atandıktan sonra “OK” tuşuna basılarak projenin yeni revizyon bilgileri kaydedilerek özellikler sayfası kapatılır. “Cancel” tuşu ile değişiklik yapılmadan özellikler sayfasından çıkılır.

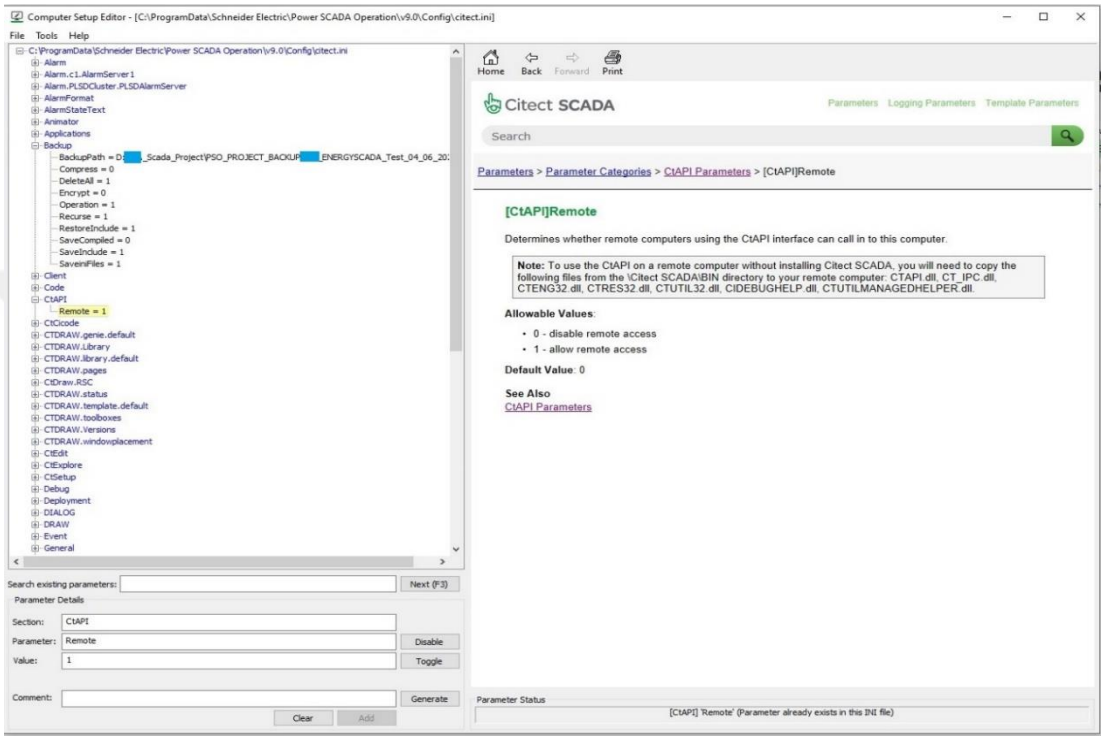


Şekil 3.13. PSO proje özellikleri belirleme

3.4.4. Bilgisayar ayar sihirbazı

Bu ayar sayfası scada bilgisayarı için hem genel olarak konfigürasyonun incelenebildiği hem de değiştirilebildiği kullanıcı ara yüzü sunar. Şekil 3.14.’te scada bilgisayarında çalışan scada server ayarları kullanıcı ara yüzü verilmiştir. PSO yazılımının çeşitli menülerinde yapılan server ayarları ve konfigürasyon parametreleri, server ayarları ara yüz yardımcı programında ağaç yapısında görüntülenebilir, ihtiyaca göre çeşitli parametreler aratılarak istenen özellikle ilgili parametre seçenekleri, ayarların parametrelere göre davranışları gibi detaylı bilgilere ulaşılabilir, istenen parametre değiştirilebilir. Değişiklikler yapılıp kaydedildikten sonra oluşan dosya

“citec.ini” adı altında saklanır. Proje, çalışma zamanında (runtime) başlatıldığında bu dosyada belirlenmiş olan ayarlara uygun olarak başlar. Uygulamamızda varsayılan ayarlara ek olarak CtAPI parametresine Remote=1 özelliği eklenmiştir. Bu ayar ile scada sayfalarının web üzerinden veya uzak scada kullanıcısı (Client PC) üzerinden izlenebilir ve kontrol edilebilir olmasına izin verilmiştir.

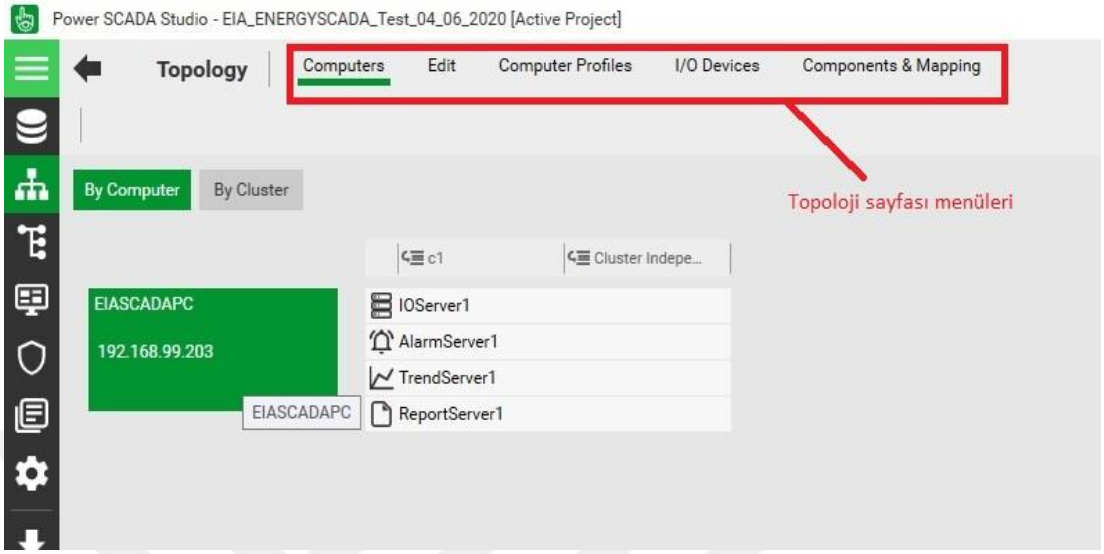


Şekil 3.14. PSO Bilgisayar ayar sihirbazı

3.4.5. Proje topolojisi ayarları ve topoloji sayfası menüleri

Scada bilgisayarının server olarak kullanılması durumunda “Server PC” IP adres ataması, haberleşme port ayarları, alarm server ve trend server uygulama birimlerinin oluşturulduğu menüdür. “Computers” sekmesi scada bilgisayarında çalışacak olan hizmetleri bir bakışta görmeyi sağlayan arayüz sunar. Ayarlar eksiksiz olduğunda ayarlanmış “SCADA PC” adı hücresi yeşil renk ile belirtilir. Hata olması durumunda ilgili bileşendeki eksiklik veya hata giderilmelidir. Toploji ekranındaki “Edit” , “I/O devices” ve Components & mappings” sekmelerinde serverler ile ilgili yeni server bileşen eklemeleri ve ayarları yapılır. Ayrıca bu sekmelerde saha ekipmanları ile haberleşmede kullanılacak haberleşme portları ve iletişim protokolleri belirlenir. Şekil 3.15.’de çalışmada oluşturulan SCADAPC için IP ataması, IOServer1, AlarmServer1,

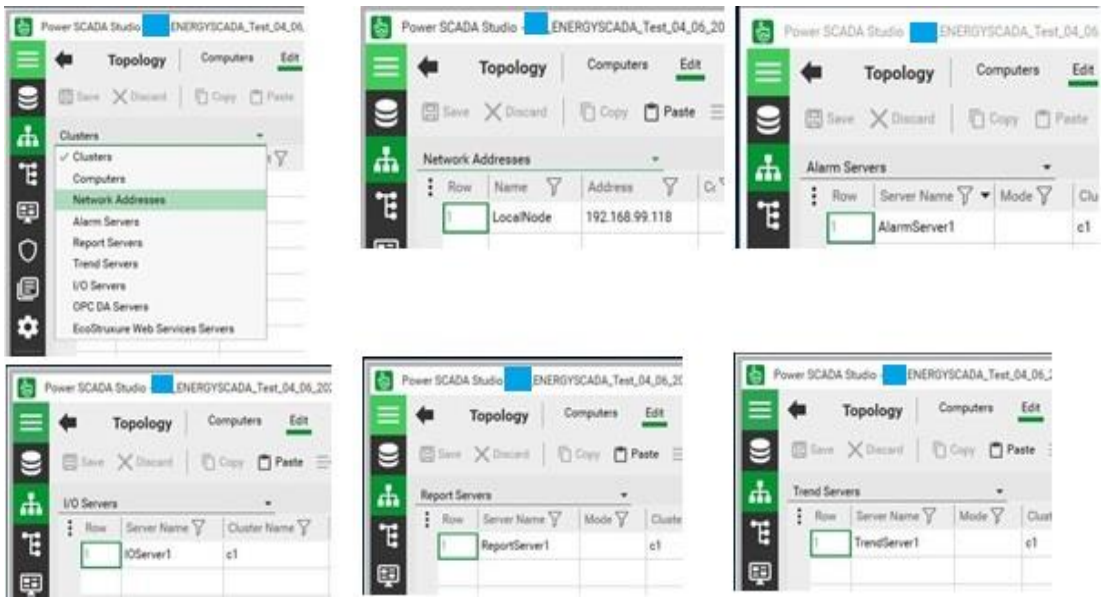
TrendServer1 ve ReportServer1 oluşturulduğu görülmekte, ayarlarda eksiklik olmadığı “SCADA PC” hücresinin yeşil renkli olmasından anlaşılmaktadır.



Şekil 3.15. PSO Proje topolojisi belirleme ve ayar menüleri

3.4.6. Edit kullanıcı ara yüzü

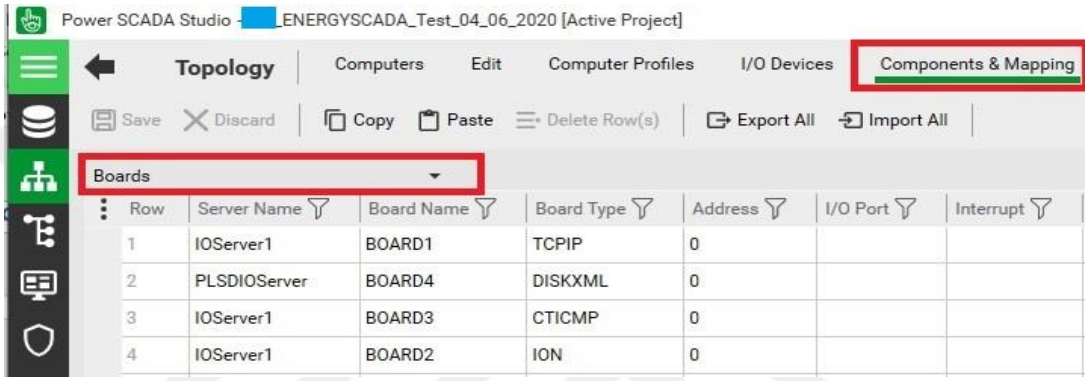
“Edit” sekmesinde scada bilgisayarında çalışması istenen serverların nasıl eklendiği Şekil 3.16.’da adım adım gösterilmiştir. Bir scada bilgisayarında birden fazla IO server bulunabilir. Farklı IO serverlar üzerinde tanımlı cihazlarla farklı iletişim protokolleri ile haberleşme sağlanabilir.



Şekil 3.16. Scada bilgisayar konfigürasyonu-PSO Edit Menü sekmeleri

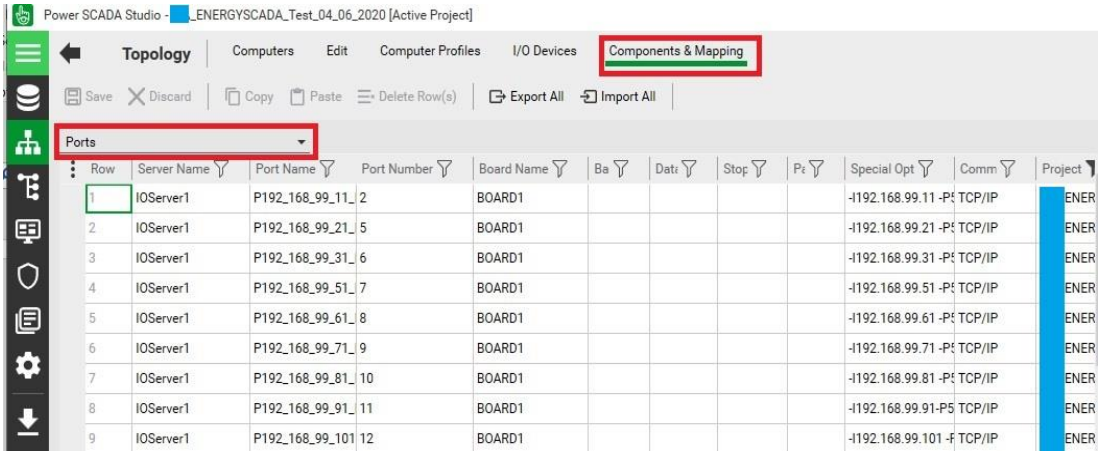
3.4.7. Component & Mappings sayfası

Topoloji menüsünün bu sekmesinde öncelikle tercih edilen IO server üzerinde çalışacak iletişim kartları oluşturulur. Bunun için aşağı açılır liste kutusunda "Boards" seçilir. Burada istenilen IO server'e bağlı olarak çalışacak iletişim kartı ("Board") için isim ve iletim katmanı profili yapılandırılır. Uygulamamızda Modbus-TCP kullandığımızdan dolayı board tipi olarak "TCPIP" seçeneği seçilmelidir. Şekil 3.17. 'de uygulama ayarları verilmiştir.



Şekil 3.17. PSO Component & Mapping sekmesi "Boards" ara yüzü

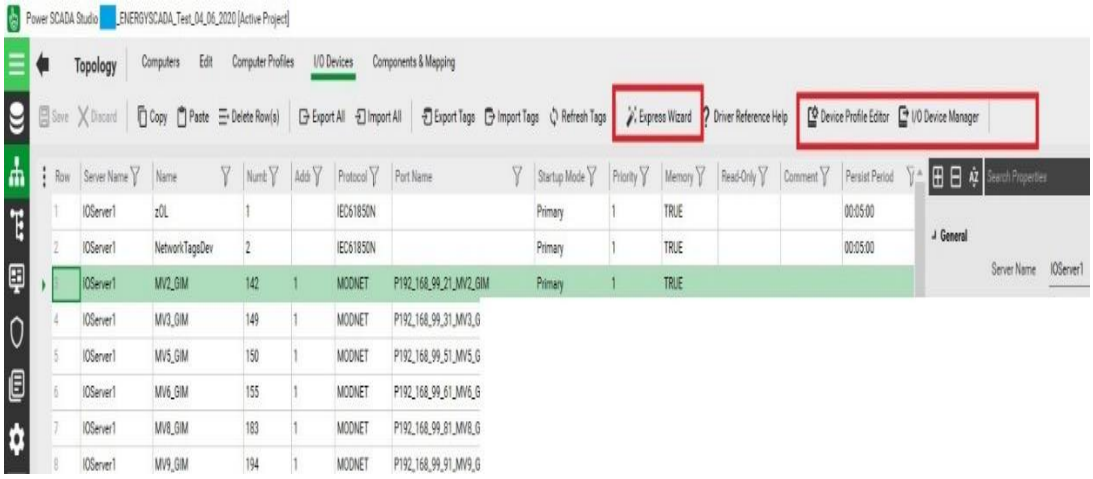
Yukarıdaki ayarlamalardan sonra saha cihazlarının IP adreslerinin tanımlanması için aşağı açılır liste kutusunda "Ports" seçeneği seçilerek port için anlamlı bir isim, hangi port üzerinden iletişim kurulacağı ve "Special Opt" sütununda hangi adres üzerinden haberleşme sağlanacağı ve haberleşme port numarası ayarlanır. Bu adres sahada bulunan cihazın gerçek IP adresidir. Modbus-TCP protokolü ile haberleşen yeni bir cihaz oluşturulduğunda port adresi varsayılan olarak 502 no'lu port olarak oluşturulur.



Şekil 3.18. PSO Component & Mapping sekmesi "Ports" ara yüzü

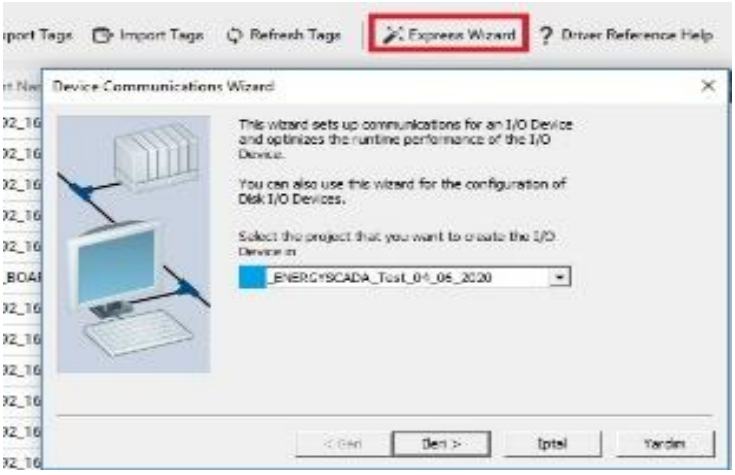
3.4.8. “I/O Devices” kullanıcı ara yüzü

PSO yazılımının iletişim port ayarlamaları incelendiğinde Cluster>IO server>IO Board>IO Port>IO Device tanımlamalarının birbirine bağımlı oldukları görülmektedir. “IO device” sekmesinde elle yeni bir cihaz tanımlaması yapılabileceği gibi bu işlem için oluşturulmuş sihirbaz (“Express Wizard”) da kullanılabilir. Şekil 3.19.’da sahada bulunan Zelisko GIM cihazları için oluşturulmuş olan I/O cihazları görülmektedir. Ancak burada cihazların eklenmesi cihazlardan alınacak verileri tanımlamamakta yalnızca iletişim kurulacak port, port altında atanmış olan sıra numarası ve cihaz adı tanımlanır. Bir port altında aynı cihaz numarası bulunmamalıdır. “Port Name” sütununda porta atanmış “text” formatında olan parametre yalnızca isim özelliği olup cihazın gerçek IP adresini tanımlamaz.



Şekil 3.19. Scada bilgisayar konfigürasyonu-PSO IO cihazları menü sekmeleri

Buraya kadar açıklanan yeni bir IO cihazı ekleme işlem adımları “Expres Wizard” yardımcı programı ile hızlı ve güvenilir bir şekilde yapılabilir. Şekil 3.20.’den Şekil 3.25.’e kadar “Hızlı sihirbaz” ile yeni IO cihaz ekleme işlem adımları gösterilmiştir. Hızlı sihirbaz başlatıldıktan sonra ilk olarak ekrana gelen Proje seçim ekranı Şekil 3.20.’de görülmektedir. Bu adımda “ileri” tuşu ile Şekil 3.21.’de görülen IO server seçim aşamasına geçilir. Şekil 3.22.’de IO cihaz adı belirlenme ekranı görülmektedir. “İleri” tuşu ile Şekil 3.23.’te görülen IO cihazı türünün seçildiği ekrana ulaşılır. Sahadaki cihazlar ile haberleşme için “external device” seçilmelidir. Bir sonraki sayfada Şekil 3.24.’te görüldüğü gibi cihazla haberleşme için kullanılacak haberleşme protokolü seçilir. Son adımda Şekil 3.25.’te görüldüğü gibi cihazın IP adresi belirlenir.



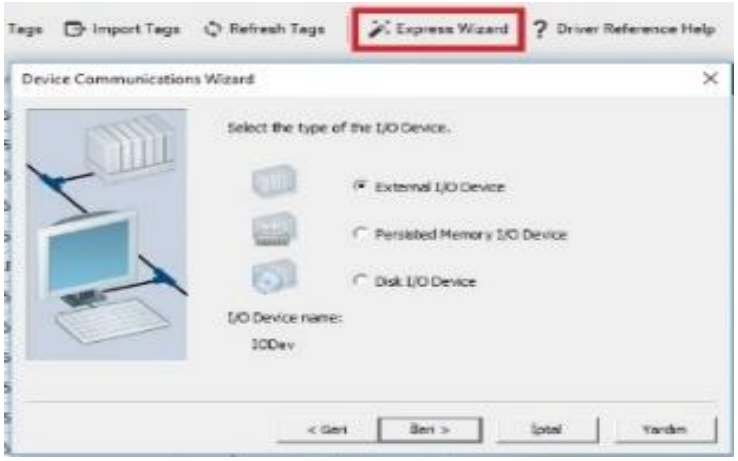
Şekil 3.20. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz - Proje seçme



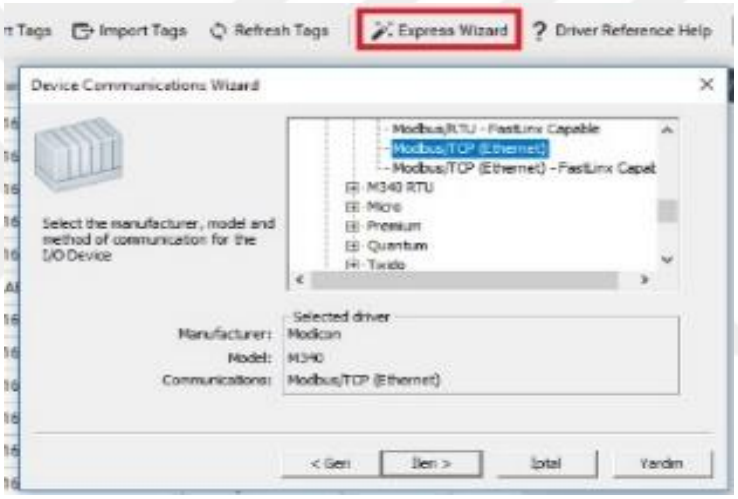
Şekil 3.21. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz- IO server seçme



Şekil 3.22. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz - IO cihaz adı belirleme



Şekil 3.23. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz - IO cihazı türünü seçme



Şekil 3.24. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz - Protokol seçme

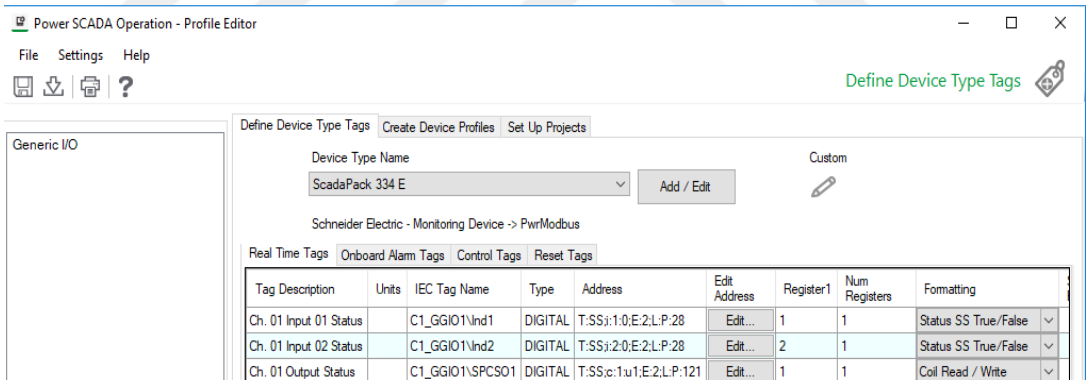


Şekil 3.25. PSO IO cihazları menüsü – Hızlı sihirbaz - IP adresi belirleme

3.4.9. Cihaz profil editörü (Device Profil Editor)

Bu yardımcı program ile projeye birden fazla aynı tip IO cihazının eklenmesi ihtiyacı oluştuğu durumda cihaz Tag'larının hızlı bir şekilde oluşturulması sağlanır. Oluşturulan cihaz tipinin kullanılabilir olması için öncelikle proje klasörüne çıkartılarak (export işlemi) projede kullanılabilir duruma getirilmelidir.

Yeni cihaz tanımlamak için öncelikle cihazdan alınacak veriler oluşturulmalıdır. Yeni cihaz için "Device Type Name" "Add/Edit" butonu aracılığı ile yeni cihaz tipi oluşturulur. Cihazların Modbus adres listelerindeki veriler burada tanımlanarak "Device Type Name" altında adresleri tanımlanır. Şekil 3.26.'da ScadaPack 334 E cihaz tipi belirlendiği görülmektedir. Devamında oluşturulan Tag'ların veri kütüğüne kaydedilip kaydedilmeyeceği, trend verisi olup olmadığı ve ayrıca cihaz ile iletişimin durumunu sorgulamak amacıyla kullanılan durum yazmacının (Status register) olup olmadığı belirlenir. Bu belirlemelerin yapıldığı ara yüz ekranı Şekil 3.27.'de görülmektedir.

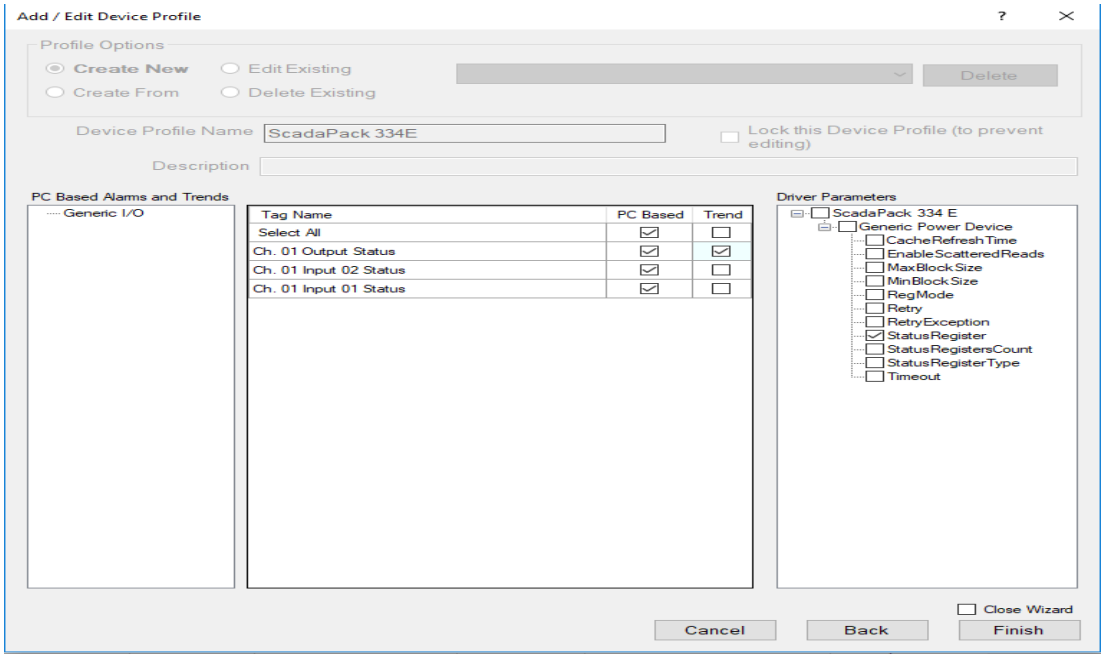


Şekil 3.26. Cihaz profil editörü - Yeni cihaz tipi için tag tipleri belirleme

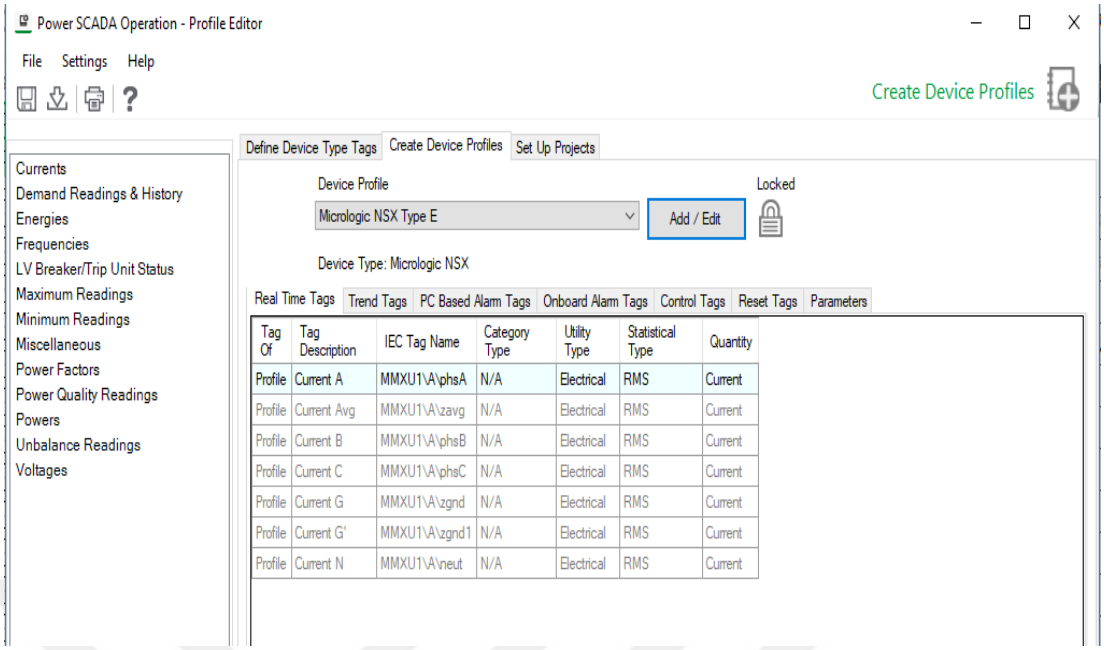
PSO yazılımında cihazların durum yazmacı belirli aralıklarla sorgulanır. Bu yazmaçlardan sürekli olarak decimal formatta "bir" verisi okunmalıdır. Aksi durumda iletişim hatası alarmı oluşturmaktadır. Cihaz profili oluştururken yeni cihaz için oluşturulan yazmaçlar kullanılabileceği gibi aynı tanım ve özelliklere sahip farklı cihaz tiplerine ait yazmaç listeleri de kullanılabilir, adresleri değiştirilebilir. Burada dikkat edilmesi gereken husus, PSO yazılımında scada ekranlarında kullanılan nesneler ile tag'ların ilişkilendirilmesinde IEC61850 tag tanımlama yapısının kullanılmış olmasıdır. Yeni oluşturulan verilerin IEC tag isim karşılığına göre isimlendirilmesi HMI ekranlarının geliştirilmesi sürecini kısaltır. Ayrıca PSO yazılımının içerisinde

barındırdığı birçok makro da bu isimlendirme yapısına bağımlı olduğundan bu makro ve nesnelerin çalıştırılabilmesi için IEC tag isimlendirme kurallarına uyulması zorunludur. Şekil 3.28.'de cihaz profili oluşturma ara yüzünde IEC tag ismine uyumlu olarak A fazına ait akım bilgisinin tan name özelliği MMXU1\A\phsA ve istatistik tipi RMS olduğu görülmektedir. Verilerin istatistik tipi PSO yazılımında raporlama işlemlerinde verilerin gruplandırılması amacıyla kullanılmaktadır. PSO yazılımından "Advanced Reports and Dashboards" yazılımına veri aktarımı, raporlama yazılımında verilerin gruplandırılması ve veri tabanı sorguları bu veri tipine göre gerçekleştirildiğinden dolayı istatistik tipinin doğru belirlenmesinin önemi artmaktadır.

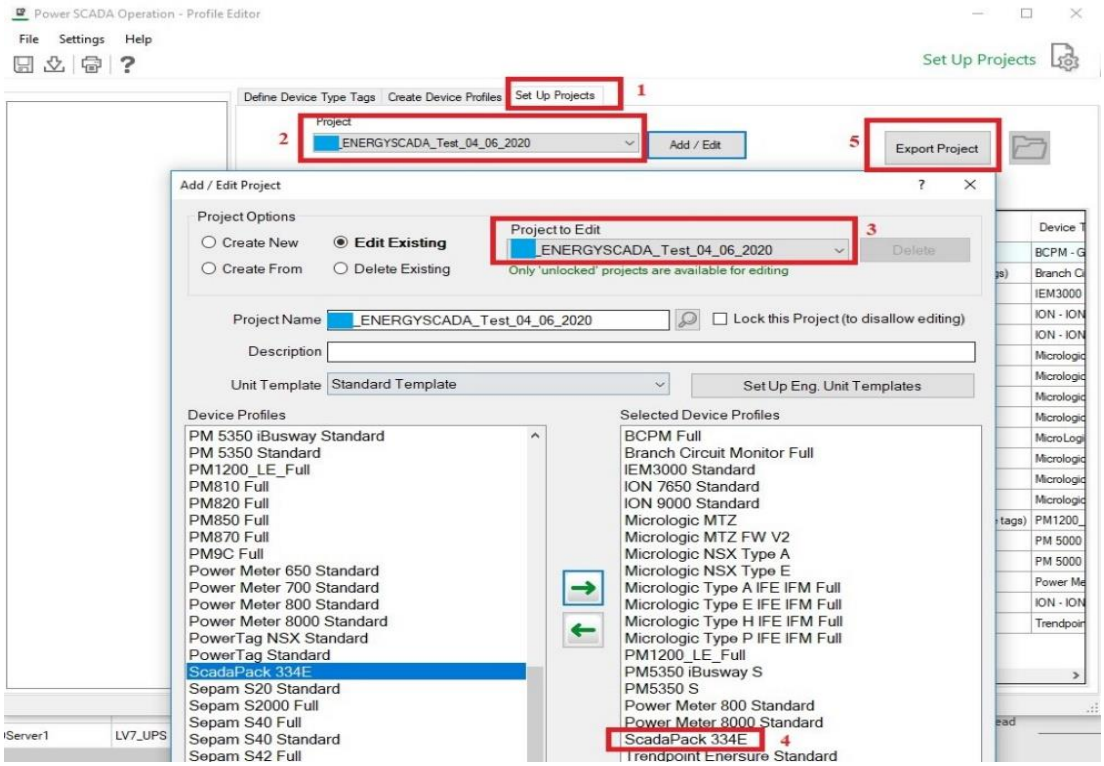
Oluşturulan cihaz profillerinin kullanılabilmesi için proje klasörüne çıkartılması gereklidir. Bu şekilde PSO yazılımı proje veri tabanında cihaz tipi görebilecektir. Bunun için Şekil 3.29.'da 1 ile işaretlenmiş olan "Set Up Projects" sekmesinde 2 ile işaretlenmiş olan aşağı açılır listeden üzerinde çalışılan proje seçilir. Çalışmamızda xxx_ENERGYSCADA_Test_04_06_2020 dir. Yeni oluşturulan cihaz profili sol kutudaki listede bulunarak işaretlenir ve sağ ok tuşu ile 4 numara ile işaretlendiği gibi seçilmiş cihaz tipileri bölümüne aktarılır. Kaydedilip çıkıldıktan sonra "Export Project" komutu ile projeye eklenir.



Şekil 3.27. Cihaz profil editörü–Tagların Kayıt, Trend ve Status kaydedicilerini belirleme



Şekil 3.28. Cihaz profil editörü - Yeni cihaz profili oluşturma



Şekil 3.29. PSO projesine yeni oluşturulan cihaz tipini ekleme

3.4.10. I/O Cihaz yöneticisi (I/O Device Menager)

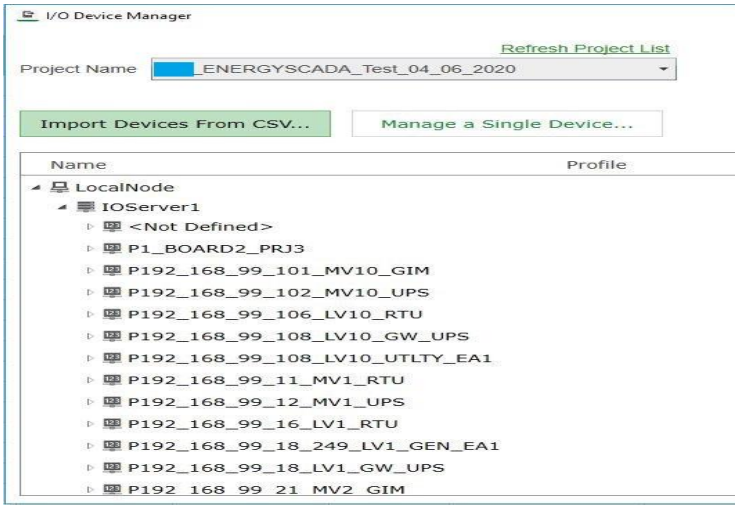
I/O cihaz yöneticisi yardımcı programında Profil editör ile oluşturulan cihaz tiplerini kullanarak hızlı bir şekilde cihazlara ait tag'lar projeye eklenebilmektedir. Şekil 3.30.

’da I/O cihaz yöneticisi kullanıcı ara yüzünde projeye eklenmiş olan cihazlar görülmektedir. Cihazların eklenmesi sürecinde proje planlamasına uygun isimlendirme yaklaşımı proje geliştirme sürecinde faydalı bir yaklaşımdır. Şekil 3.31. ’de görüldüğü gibi tag eklenmek istenen proje seçildikten sonra sırasıyla “Menage Single Device” sekmesi ve ardından “Create One Single Device” seçenekleri takip edilir. Devamında Şekil 3.32.’deki ara yüzde listelenen projede kayıtlı cihaz profillerinden ihtiyaç duyulan cihaz profili seçilir. Çalışma kapsamında:

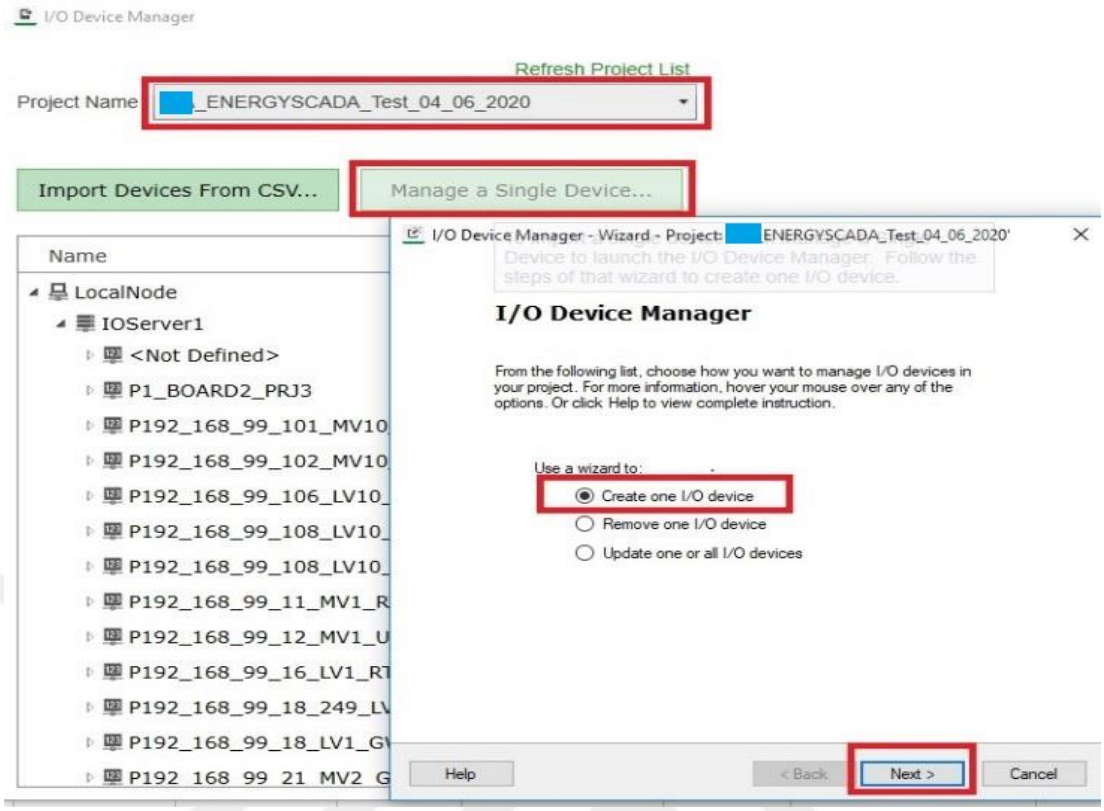
- GIM_OVER_SCADAPACK_PWR
- GIM_over_scadapack_MODNET,
- ScadaPack_334E_Modnet,
- UPS_over_scadapack_MODNET,
- Makelsan_UPS_MODNET

gibi cihaz profilleri oluşturulmuştur.

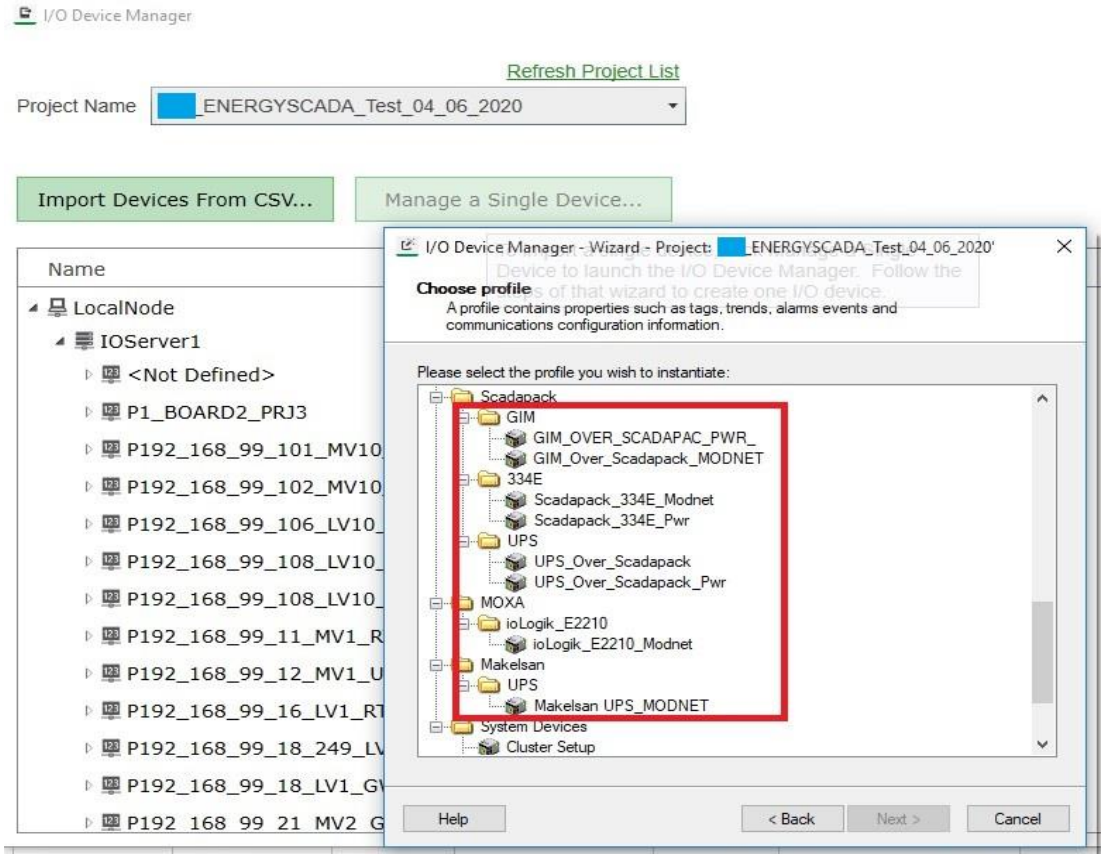
Eklenmek istenen cihaz profili seçildikten sonraki adımda Şekil 3.33.’de 1 ‘den 4’e kadar numaralanmış adımlar izlenerek cihazın haberleşme, port ve ekipman adı özellikleri belirlenir. Bu süreç sonunda otomatik olarak oluşturulan cihaza ait değişkenler Şekil 3.35.’de görülen “Sistem Model” ana menüsü altındaki değişkenler, alarmlar ve trendler listelerine eklenmektedir. Bu tabloda elle değişken oluşturmak da mümkündür. Ancak orta ve büyük ölçekli projelerde değişken “tag” sayısı çok fazla olacağından bu yöntem uzun zaman alacaktır.



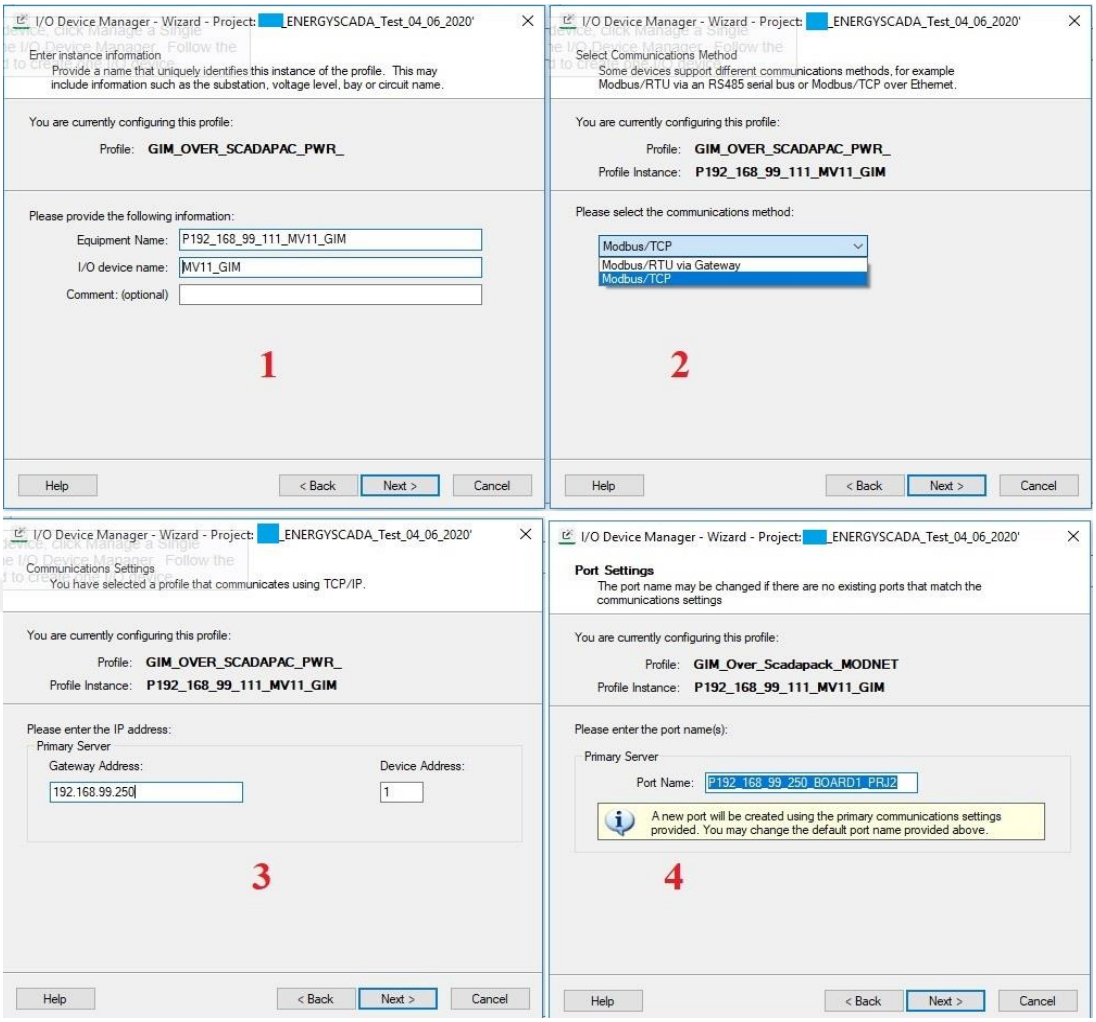
Şekil 3.30. PSO I/O Cihaz yöneticisi kullanıcı ara yüzü



Şekil 3.31. PSO I/O Cihaz yöneticisinde projede yeni cihaz oluşturma



Şekil 3.32. PSO I/O Cihaz yöneticisinde yeni cihazın tipi seçme



Şekil 3.33. PSO I/O Cihaz yöneticisinde yeni cihazın ayarlarını belirleme

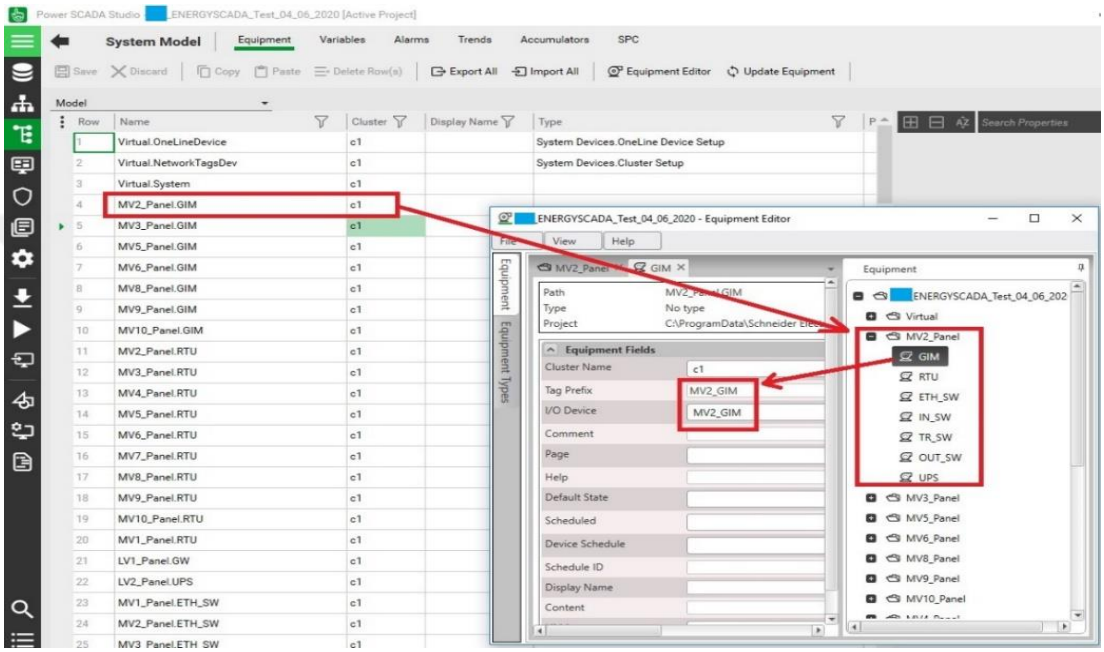
3.4.11. Sistem model menüsü

Bu menü ara yüzünde “Equipment”, “Alarms”, “Trends”, “”Accumulators” ve “SPC” sekmeleri bulunur. Sistem model Ara yüzü Şekil 3.35.’de verilmiştir. Bu sekmelerde Scada ekranları ile ilişkilendirilecek olan değişkenler, alarmlar, trendler gibi veri nesneleri ekipmanlarla ilişkilendirilir. Bir cihaza ait veriler için belirli bir ön değişken takısı (Tag prefix) belirlenerek HMI ekranındaki nesnelerle ekipman adı özelliği ilişkilendirilebilmektedir. Ekipman ile ilişkilendirilen veriler farklı veri kaynaklarından da alınabilir.

3.4.11.1. “Equipment” sekmesi

Sistem modelinin hiyerarşik yapıda planlanması HMI ekran tasarımını önemli ölçüde kolaylaştırmaktadır. Şekil 3.34.’te MV2_Panel örneğinde görüldüğü gibi bu panelde

bulunan veya bu paneldeki cihazlara bağlı olan ağ cihazlarından alınan veriler bu panelin adı altında birleştirilmiştir. Tag prefix özelliği ise Şekil 3.35.'deki değişkenler tablosunda görüldüğü şekilde cihaz profilinde belirlenmiş olan değişken adının önüne ters eğik çizgi karakteri ile birlikte eklenir. Örnek olarak cihaz profilinde Low_Battery olarak tanımlanmış değişkenin "Tag name" özelliği değişken listesine "MV1_UPS\Low_Battery" olarak eklenmiştir.



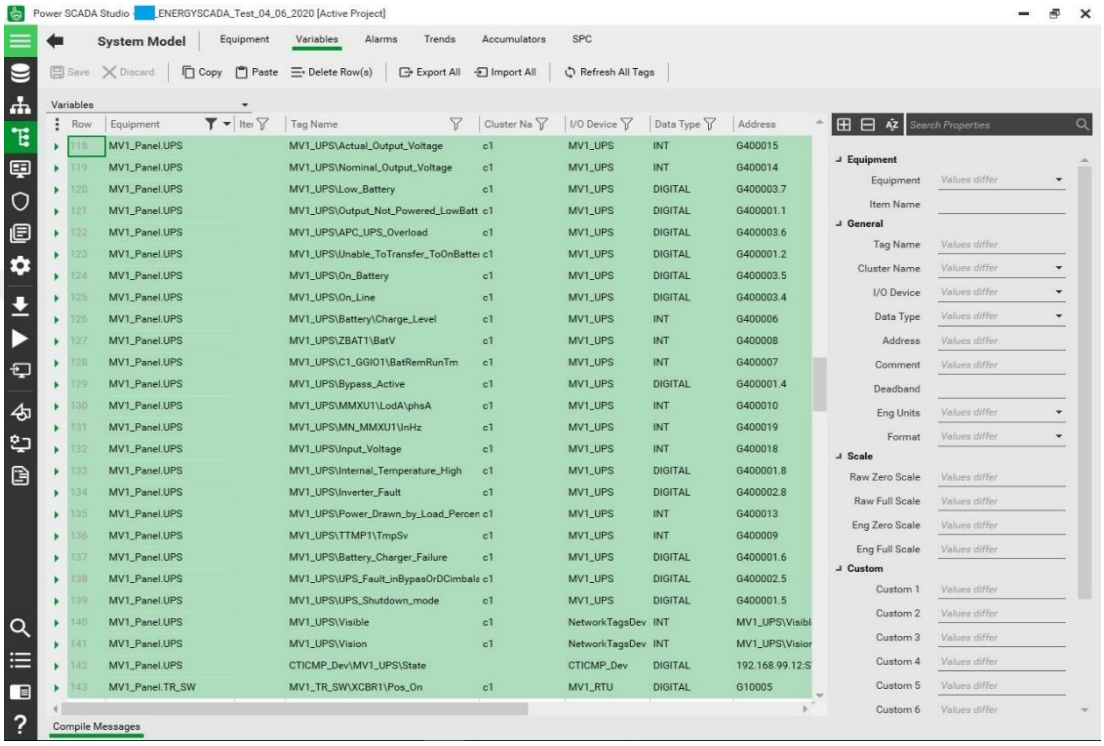
Şekil 3.34. PSO Sistem model – Ekipmanlar

3.4.11.2. "Variables" sekmesi

Projede oluşturulan bütün değişkenlerin listelendiği bu tabloda sahadan gelen cihazlara ait değişkenlerin yanında proje oluşturulması sırasında HMI ekranında interaktif tek hat şemasının çalışmasını yöneten tekhat motorunun (OneLine engine) çalışması için gerekli olan Virtual.OneLineDevice ekipmanı ile ilişkili olarak zOL I/O cihazından okuma yapan zOL\Bkr1-1000 değişkenleri, zOL\Src1-100 değişkenleri, zOL\Mtr1-1000 değişkenleri, zOL\Bus1-1000 değişkenleri de bulunur. Tekhat motorunun çalışma durumu ile ilgili bilgileri tutan sistem değişkenleri projeye otomatik olarak eklenir.

Proje ihtiyaçları doğrultusunda ihtiyaç duyulabilecek yerel ve geçici değişkenler için "NetworksTagDev" I/O cihazı üzerinden okuma yapan değişkenler oluşturulabilir, bu değişkenler ekipmanlarla ilişkilendirilebilir. Bunun için ana menüde "I/O Devices"

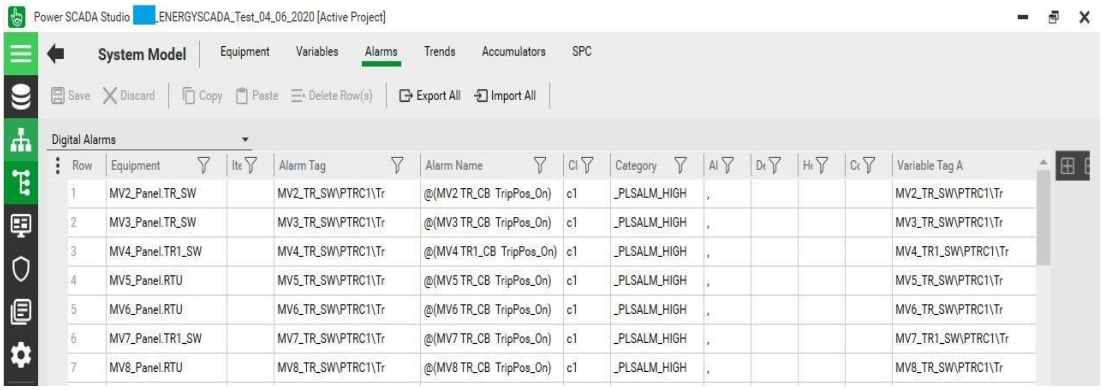
sekmesinde “NetworksTagDev” I/O cihazının “Memory” sütununda “TRUE” seçilmelidir. PSO yazılımı “zOL” ve “NetworksTagDev” değişkenlerini hafızadan getirme prosedüründe IEC61850 protokolünün özelleştirilmiş bir versiyonu olan IEC61850N protokolünü kullanmaktadır. Şekil 3.35.’de değişkenler tablosu verilmiştir.



Şekil 3.35. Sistem Model menüsü – Değişkenler tablosu

3.4.11.3. “Alarms” sekmesi

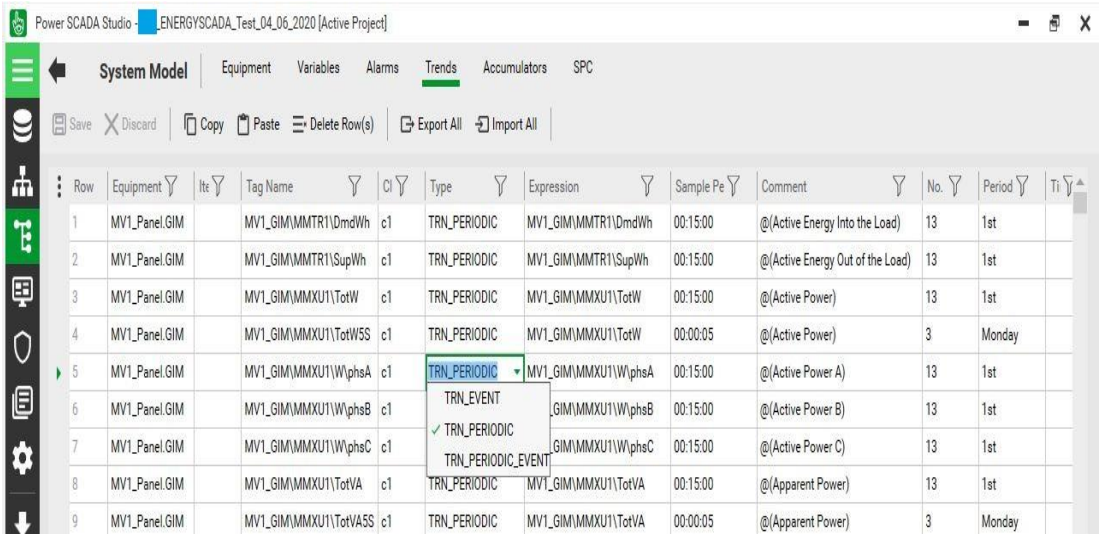
Bu sekmede alarm oluşturması istenen değişkenlerin listelendiği “Alarms” tablosu Şekil 3.36.’da görülmektedir. Cihaz profilleri oluşturulurken cihaz ait değişkenin alarm özelliği işaretlenmiş ise otomatik cihaz değişkenleri oluşturma sürecinde alarm değişkenleri bu tabloya eklenir. İsteğe bağlı olarak alarm değişkeni oluşturmak da mümkün olmaktadır. “Variable Tag A” sütununda gerçek tag adı bulunan değişken, alarm yönetimi için “Alarm Tag” sütununda tekrar isimlendirilir. Bu isim alarmlar ile ilgili işlemlerde değişkeni tanımlar. “Alarm Name” özelliği sütununda görülen açıklama ise çalışma zamanında alarm tablosunda görüntülenen uyarı metnidir. Bu sütundaki açıklamanın dizisi “()” parantez içerisinde yazılması ve hemen önünde görünen “@” karakteri bu açıklamanın çalışma zamanında farklı görüntüleme dillerinde ayarlanan dile göre değişebilmesi içindir.



Şekil 3.36. Sistem Model menüsü – Alarmlar tablosu

3.4.11.4. "Trends" sekmesi

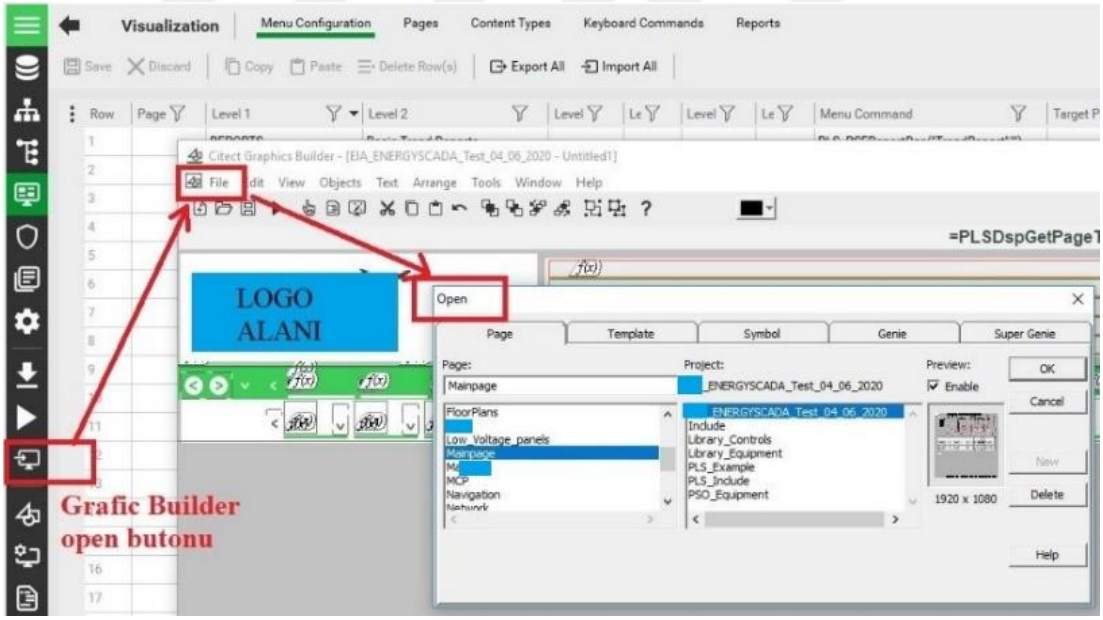
Bu sekmede trend oluşturması istenen değişkenler tablosu Şekil 3.37.'de görülmektedir. Cihaz profillerinde değişken özelliği olarak trend işaretlenmiş ise otomatik cihaz değişkenleri oluşturma sürecinde trend değişkenleri bu tabloya eklenir. İsteğe bağlı olarak trend değişkeni oluşturmak da mümkündür. "Tag Name" sütununda gerçek tag adı bulunan değişken, trend yönetimi için "Expression" sütununda tekrar isimlendirilir. Bu isim trendler ile ilgili işlemlerde değişkeni tanımlar. "Comment" sütununda görülen yorum ise hem çalışma zamanında trend sayfalarında hem de raporlarda görüntülenen bilgilendirici metindir. Daha önce açıklandığı gibi, bu sütundaki açıklamanın dizisi "()" parantez içerisinde yazılması ve hemen önünde görünen "@" karakteri bu açıklamanın çalışma zamanında farklı görüntüleme dillerinde ayarlanan dile göre değişebilmesi içindir.



Şekil 3.37. Sistem Model menüsü – Alarmlar tablosu

3.5. Scada Ekranları

HMI scada ekranları grafik oluşturma aracında gerçekleştirilir. Şekil 3.38.'de görülen "Grafic builder open" butonu ile yardımcı program başlatılır. Ekrana gelen kullanıcı ara yüzünde "File" butonu altında yeni bir HMI ekranı oluşturma veya mevcut bir HMI ekranı açmak için istenen seçenek seçilir. "Page" sekmesi HMI ekranlarının, "Template" sekmesi sürekli olarak kullanılan sayfa şablonlarının, "Symbol" sekmesi ekranda görüntülenecek resim temelli sabit özellikli sembollerin, "Genie" sekmesi çalışma zamanında değişkenlerle etkileşime girebilen, aynı ekranda pek çok defa kullanılabilen, komut butonları, verinin değerlerini HMI ekranında gösterebilen dinamik objeler içeren nesnelerin oluşturulduğu veya değiştirilebildiği, "Super Genie" sekmesinde ise daha önce oluşturulmuş Genie'lerin birlikte kullanılması ile çok daha etkin işlemler yapabilen karmaşık nesnelerin oluşturulabildiği sekmelerdir. Oluşturulan HMI ekranları isimlendirilerek kaydedildikten sonra ana menü altındaki "Visualization" menüsünün menü konfigürasyon ara yüzünde kullanılabilir olur.

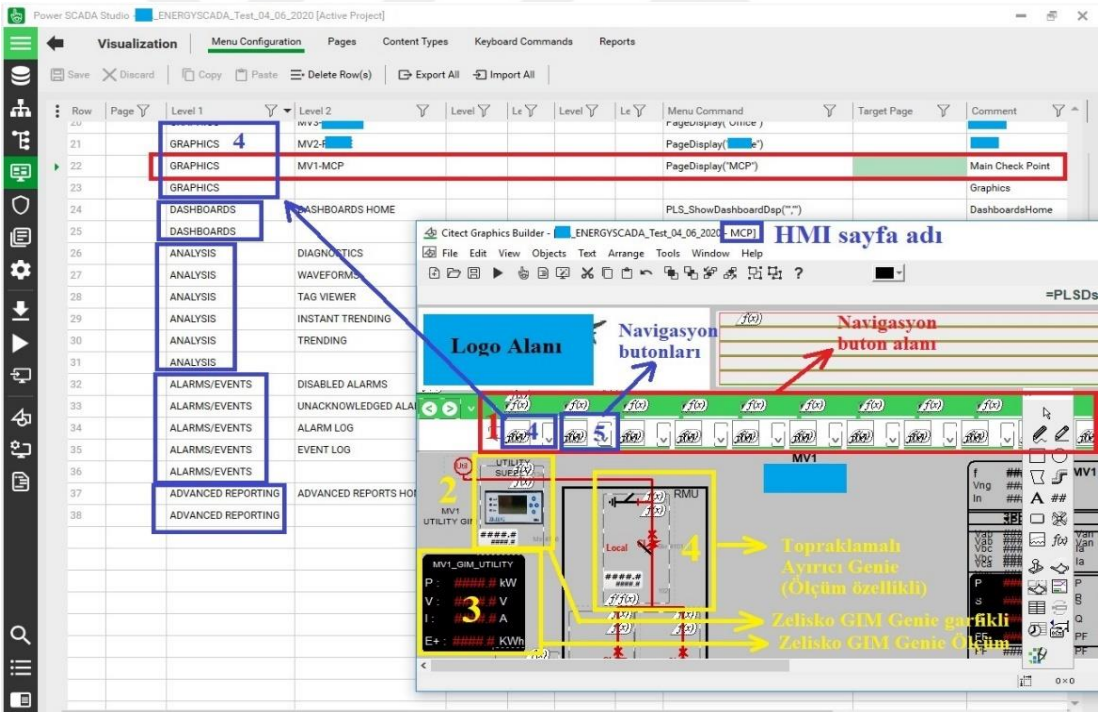


Şekil 3.38. Grafik builder – HMI ekranı oluşturma

3.5.1. HMI ekranı Menü yapısının oluşturulması

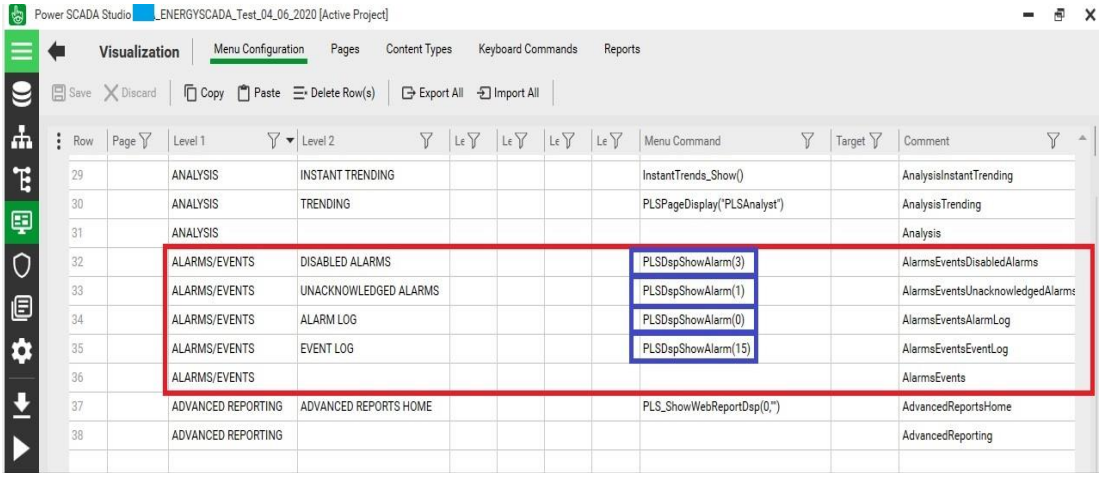
PSO yazılımı genel ekran şablonları sunmaktadır. Karakteristik PSO HMI ekran şablonları script kontrollü yapılardan oluşmakta menü konfigürasyonlarının geliştirme sürecinde konfigürasyonunu mümkün kılmaktadır. Bu şekilde hızlı proje taslağı

oluşturulabilmektedir. Şekil 3.39.'da menü düzenleme ara yüzünde görüldüğü gibi ekran menüleri Leve-1 'den Level-4 'e kadar dört seviyeye kadar kademelendirilebilir. Son iki seviye ekranda alt menü olarak görüntülenir. İlk iki kademe yatay menü satırında sürekli görüntülenirken Level-3 ve Level-4 aşağı açılır liste olarak görüntülenir. Menü seçenekleri üzerine mouse tıklaması sonucunda işletilecek olan fonksiyon çağrısı "Menu Command" sütununda belirlenir. PSO 'da görüntülenen HMI sayfasını PageDisplay("Sayfa_Adı") fonksiyonu değiştirmektedir. Şekil 3.39.'da "GRAPHICS" menüsü altında "MV-MCP" alt menüsüne tıklandığında "MCP" olarak isimlendirilmiş olan HMI sayfasının gösterilmesi için düzenleme yapıldığı görülmektedir. Benzer olarak Şekil 3.41.'de "ALARMS/EVENTS" menüsü altında düzenlenmiş olan "DISABLED ALARMS", "UNACKNOWLEDGES ALARMS", "ALARM LOG" VE "EVENT LOG" alt menülerinin HMI sayfasındaki yerleşimi görülmektedir.



Şekil 3.39. HMI ekranlarında sayfa menülerinin düzenlenmesi

Alarm alt menülerinin "Menü command" sütununda PLSDShowAlarm() fonksiyonunun farklı parametrelerle çağrıldığı Şekil 3.40.'da görülmektedir. Fonksiyon çağrısında fonksiyonun aldığı parametreye göre alarm sayfalarının farklı görünümleri ekrana gelmektedir. Alarm menüsü ve alt menülerinin çalışma zamanında ekrandaki yerleşimi Şekil 3.41.'de gösterilmiştir.



Şekil 3.40. HMI ekranlarında Alarm menü ve alt menülerinin düzenlenmesi



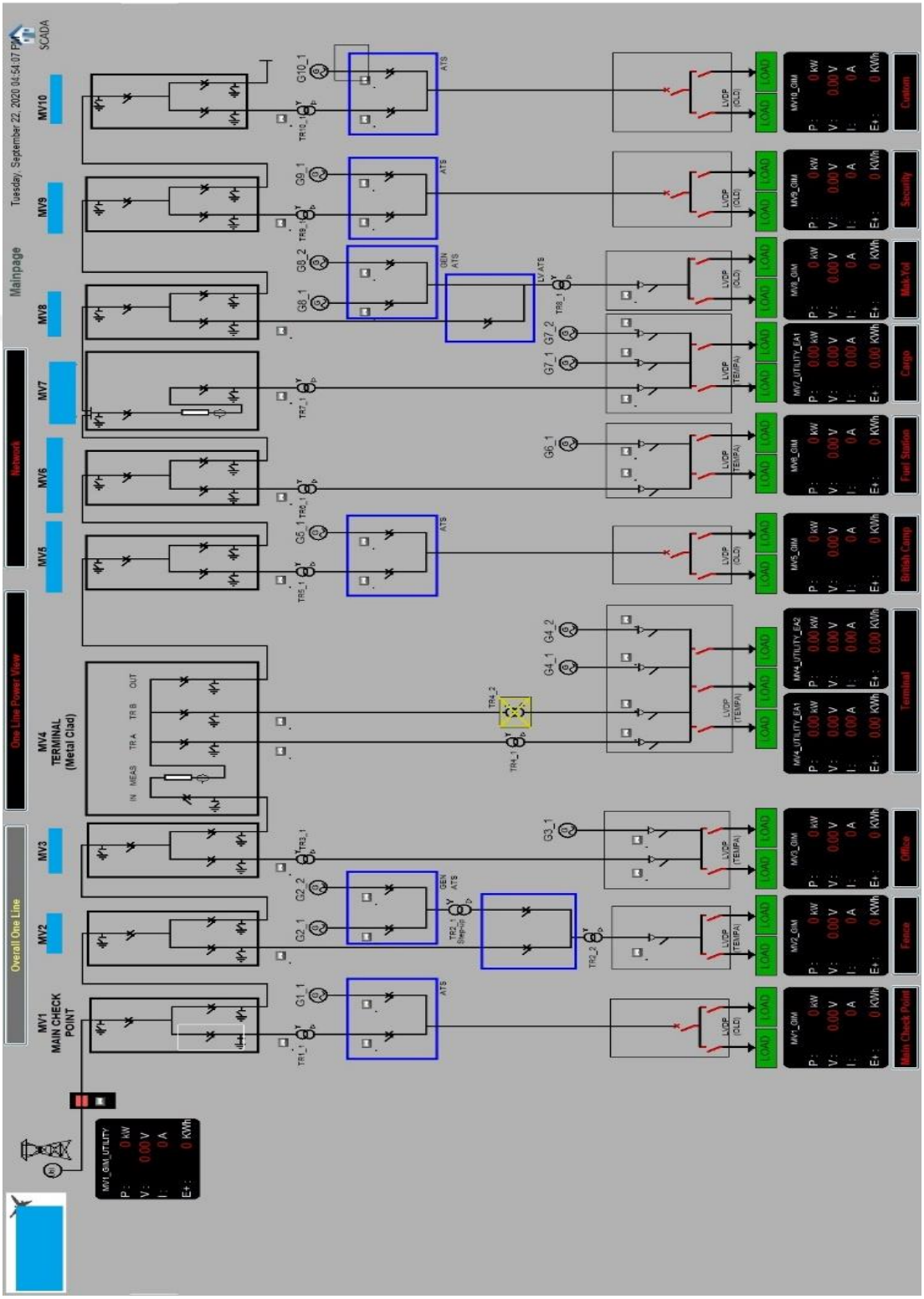
Şekil 3.41. HMI ekranları ALARMS/EVENT menüsü ve alt menüleri

Buraya kadar PSO projesinin genel ayarlarının düzenlenmesi açıklanmış olup tez kapsamında oluşturulan scada ekranları takip eden başlıklarda açıklanacaktır.

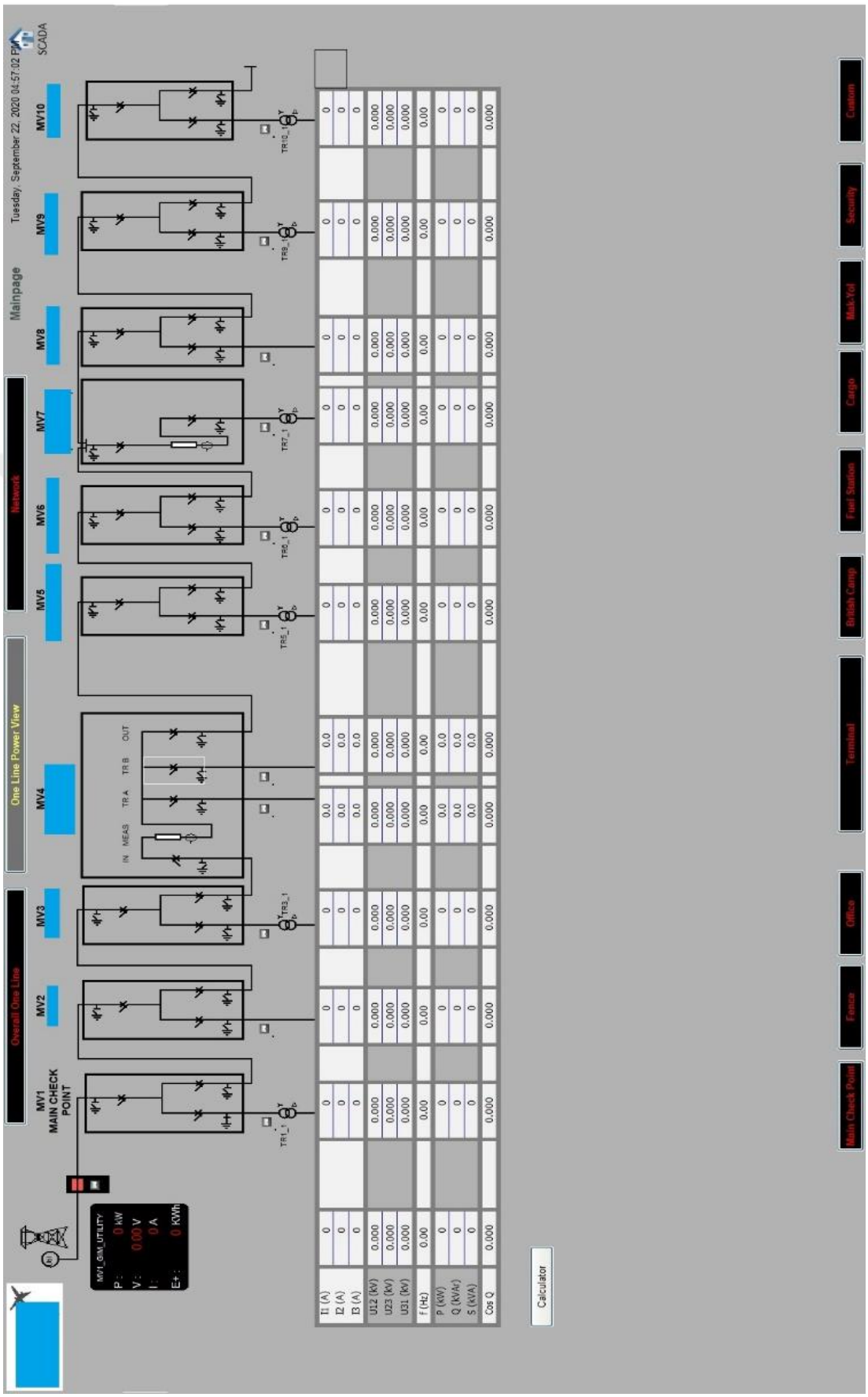
3.5.2. Tek hat izleme ekranları

Enerji izleme sisteminin genel yapısını gösteren Tekhat şeması şeklinde hazırlanan HMI ekranı Şekil 3.42.'de sunulmuştur. Bu sayfada PSO 'nun sunmuş olduğu sayfa şablonu kullanılmayarak monitör ekranının tamamı kullanılmıştır. Ekranın sağ üst köşesinde bulunan "SCADA" butonu ile ana scada ekranına veya sayfanın en alt kısmında bulunan ekran yönlendirme butonları aracılığı ile istenilen bölüme ait ekranlara ulaşılmaktadır. "Overall One line"(bu sayfa) , "One Line Power view" ve "Network" butonları oluşturularak sayfanın üst orta kısmına yerleştirilmiştir. Bu butonlarla enerji izleme sisteminin bir bakışta izlenmesi ve analizinin yapılabildiği sayfalar arasında geçiş yapılabilmesi sağlanmıştır. "One Line Power View" butonu ile tek hat sayfasında enerji beslemesi yapılan enerji hatları ile ilgili anlık gerilim, akım, frekans, güç ve enerji değerlerinin izlenebilmesi için oluşturulan sayfa Şekil 3.43.'te sunulmuştur. "Network" butonu ile ulaşılan Ethernet ağında ve RS485 alt ağlarında bulunan cihazlarla ilgili iletişim durumunu hakkında bilgi veren sayfa görüntüsü ise Şekil 3.44.'de sunulmuştur. Bu sayfada ek olarak hatalı haberleşen cihazlarla ilgili pdf formatındaki elektrik projelerine erişim butonları eklenerek hatalı çalışma durumunda

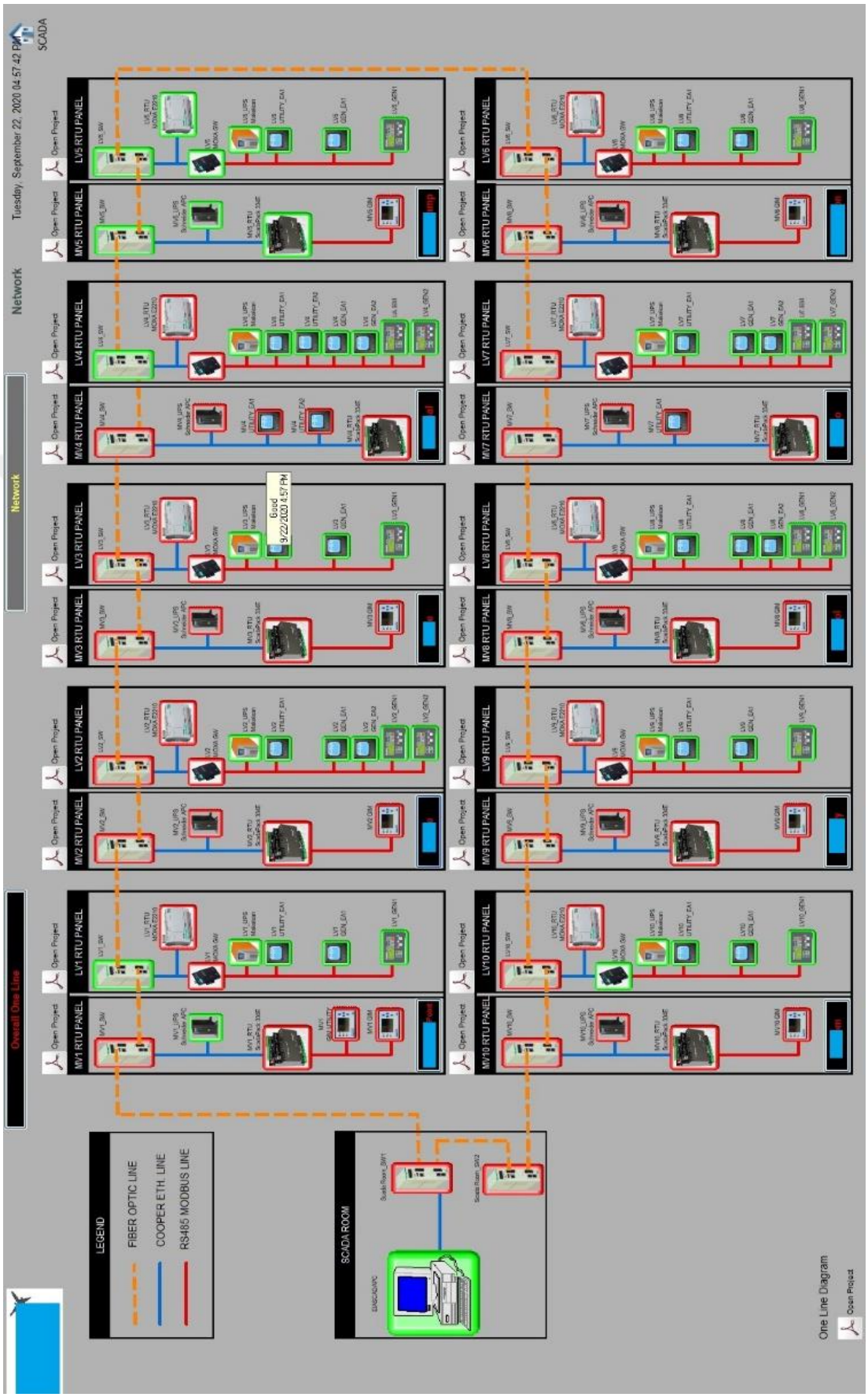
operatörün hızlıca projelere ulaşması sağlanmıştır. “Network” HMI ekranda sorunsuz olarak haberleşen cihazlar yeşil renkli kutu, iletişim kurulamayan cihazlar kırmızı renkli kutu içine alınarak operatörün ağ hakkında hızlı bilgilendirilmesi amaçlanmıştır.



Şekil 3.42. Tek hat diyagramı P-V-I izleme ekranı



Şekil 3.43. Tek hat diyagramı U-I-P-Q-S enerji izleme ekranı



Şekil 3.44. Ağ durumu izleme ekranı

3.5.3. Enerji dağıtım bölgeleri izleme ekranları

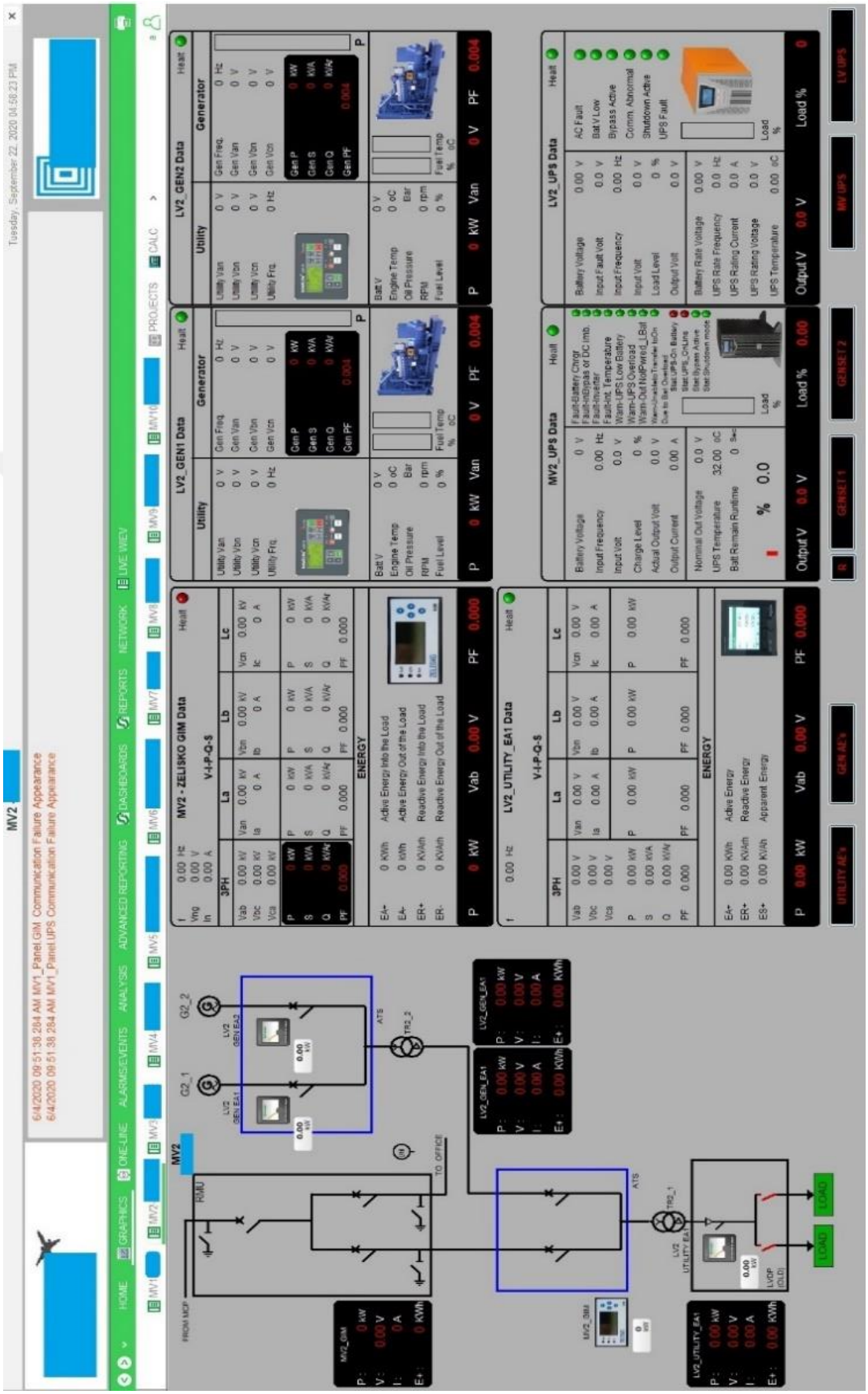
Şekil 3.42. ve Şekil 3.43.'de sunulan tek hat sayfalarının alt kısmında bulunan butonlar aracılığı ile veya sayfa sağ üst köşesinde bulunan "SCADA" butonu ile scada ana sayfasındaki "Graphics" menüsü altında sıralanan sahada bulunan enerji dağıtım panolarının mevkilerine göre düzenlenmiş alt menülerine ulaşılır. Ana "Graphics" sayfasında görüntülenmek istenen menü tıklanarak ilgili konumda bulunan YG dağıtım RMU panolarının durumları hakkında detaylı bilgi veren sayfaya ulaşılabilir. Bu sayfalarda;

- İlgili bölgeyi besleyen enerji hatlarının YG ve AG gerilim, akım, cosfi, tüketilen enerji v.b. detaylı bilgiler,
- Jeneratör kontrol cihazlarından alınan ve jeneratörlerin durumu,
- RTU panolarında bulunan KGK 'ler ile ilgili anlık veriler,

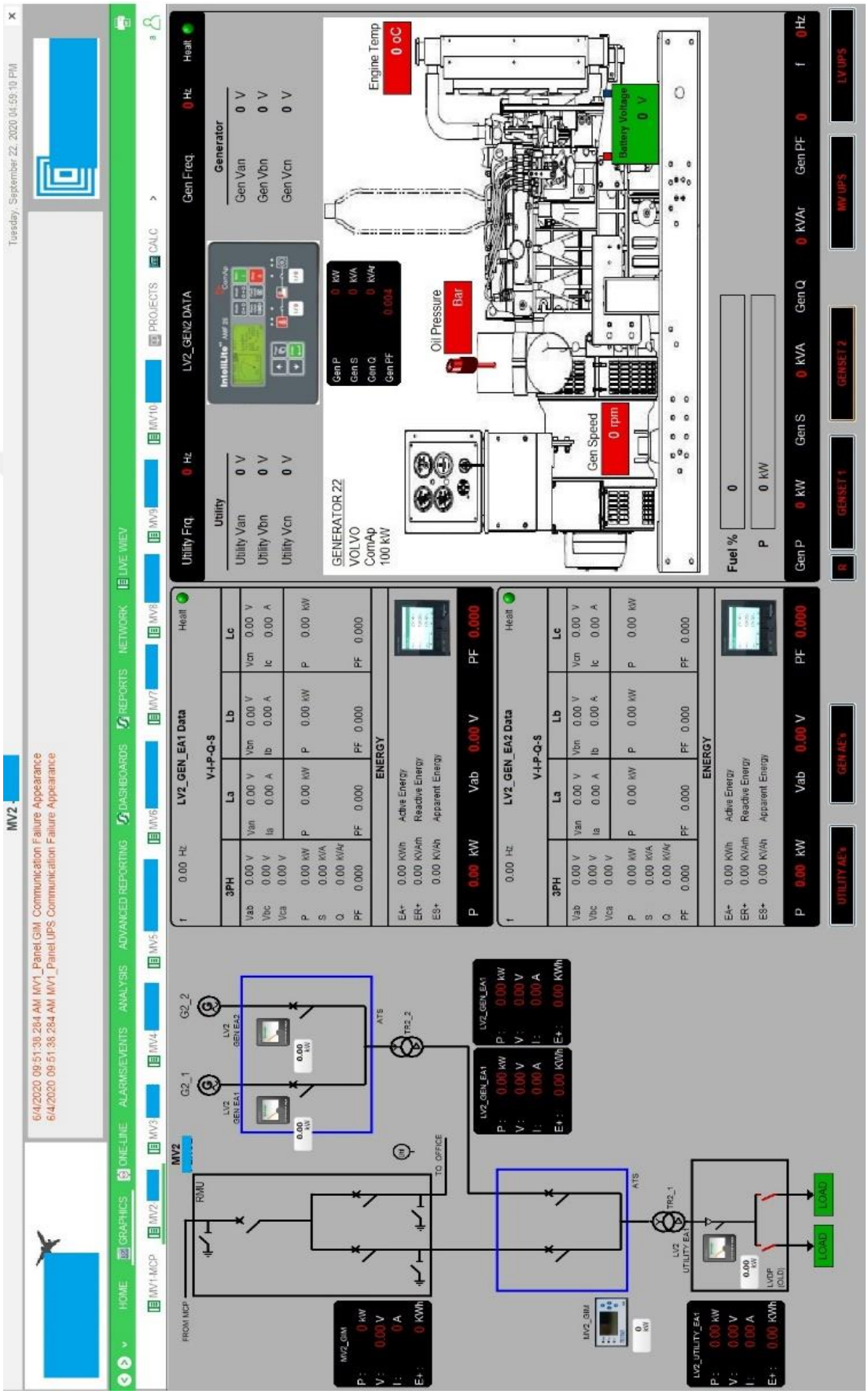
izlenebilir.

Şekil 3.45.'te YG2 HMI ekranı varsayılan görünümü sunulmuştur. Bu ekranda bölgelere ait GIM cihaz verileri, enerji analizörlerine ait veriler, kesintisiz güç kaynakları ve jeneratörler ile ilgili detaylı olarak veriler incelenebilmektedir. Jeneratör bilgilerinin incelenebildiği sayfa varyasyonu Şekil 3.46.'da verilmiştir. Jeneratör genie bölümünde jeneratör gerilim, akım, güç, motor sıcaklığı, yakıt seviyesi gibi veriler izlenebilmektedir. Şekil 3.47.'de KGK verilerinin detaylı izlenebildiği ekran varyasyonu sunulmuştur. Kesintisiz güç kaynağı genie bölümünde cihaz ile ilgili AC giriş gerilimi, AC çıkış gerilimi, % olarak çıkış yükü, batarya gerilimi, cihazdan alınan dijital sinyallerin durumları izlenebilmektedir. Zelisko GIM cihazından alınan enerji ve güç verilerinin gösterimi ile enerji analizörlerinden alınan verilerin gösterimi için farklı genie'ler oluşturulmuştur. Genielerde bu cihazlardan alınan hem trifaze hem monofaze ölçüm anlık gerilimler, faz akımları, faz güçleri, toplam güç, aktif-reaktif-görünür tüketilen enerji bilgileri operatöre sunulmaktadır.

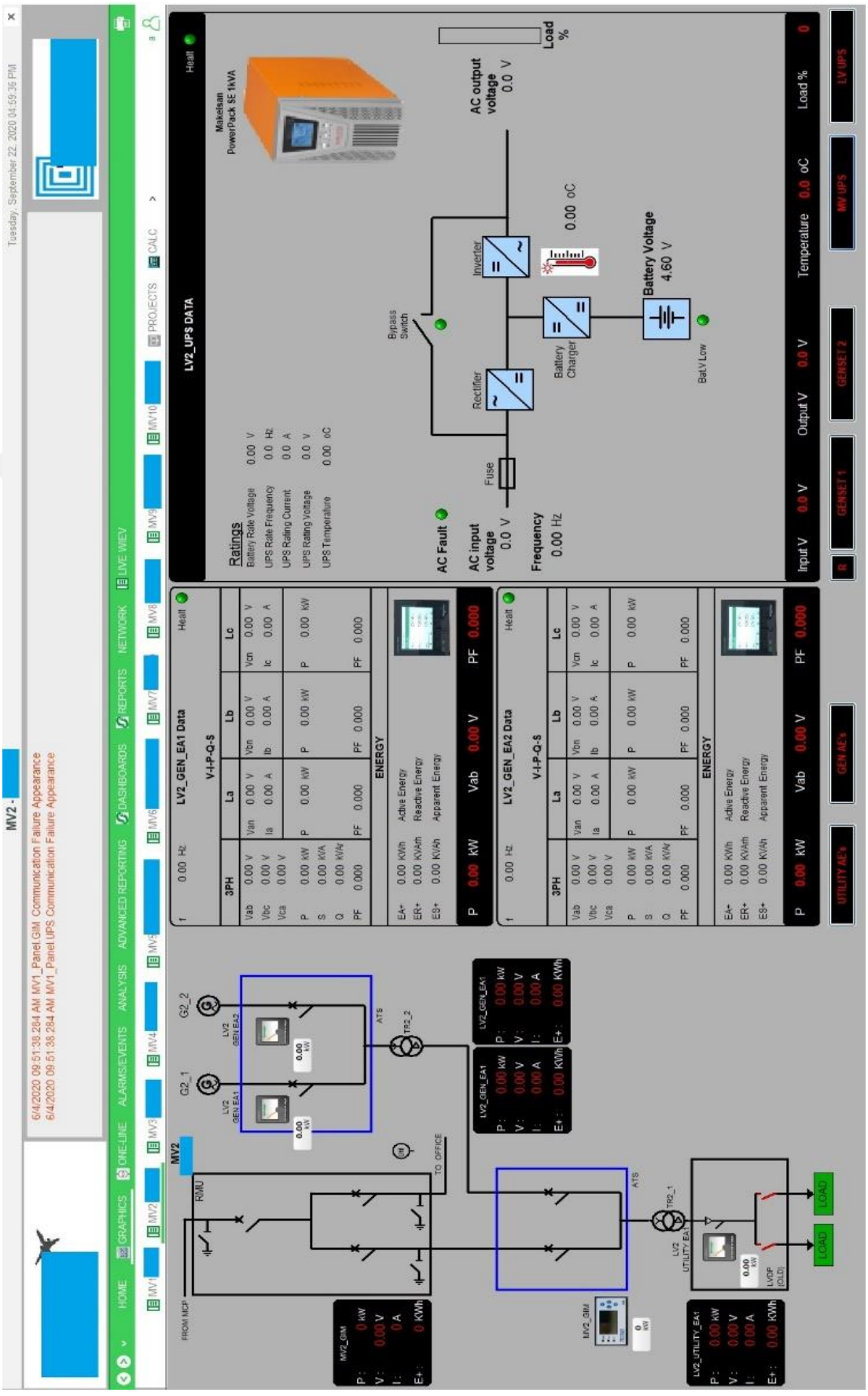
Enerji analizörü ve GIM cihazlarından alınarak kaydedilen verilerin trend olarak analiz edilmesi ise Şekil 3.48.'de görülmektedir. Trend popup ekranında o cihazda bulunan ve kaydedilen tüm veriler aynı grafik üzerinde gösterilmektedir.



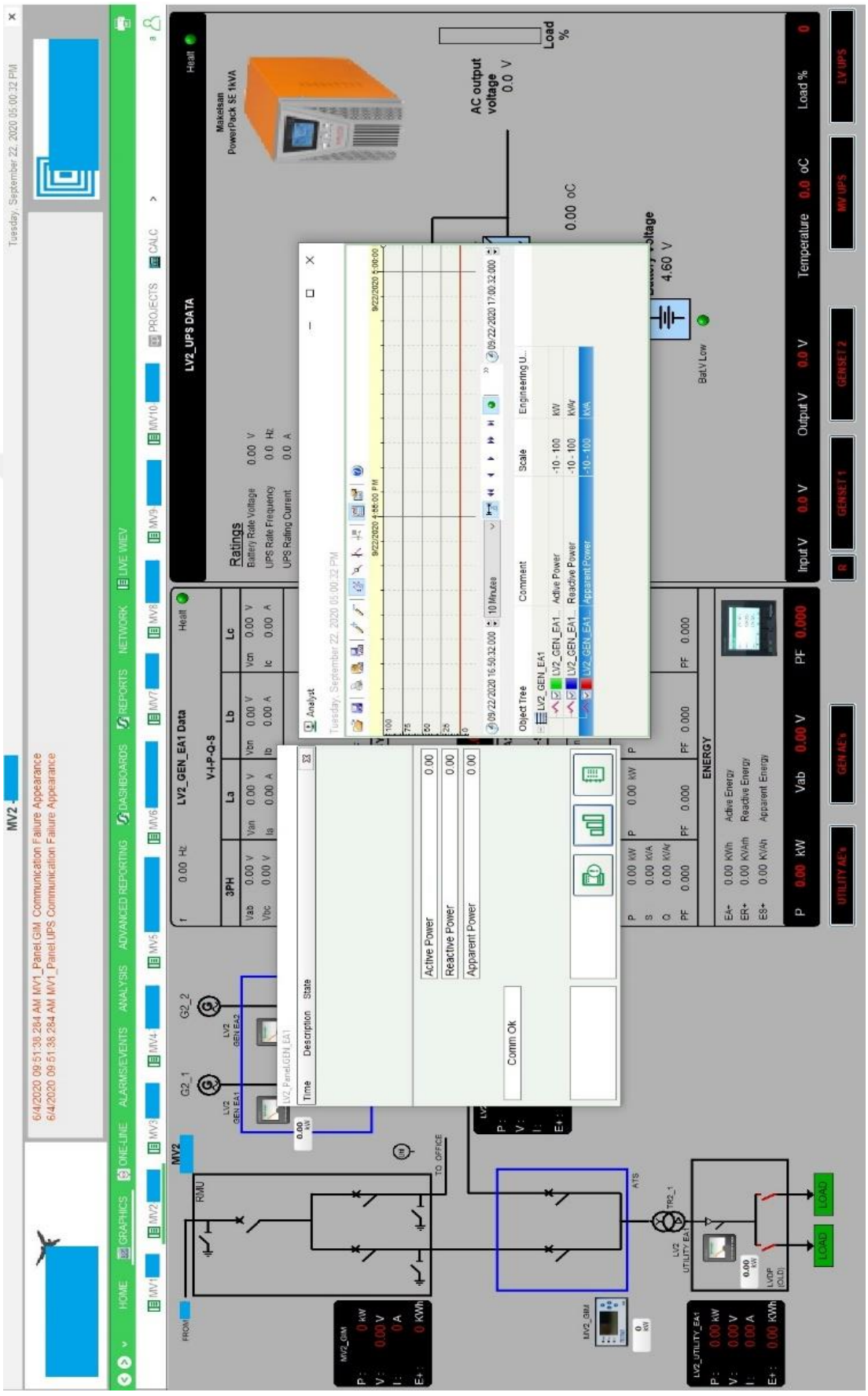
Şekil 3.45. YG2 enerji dağıtım bölgesi tek hat, Jeneratör ve KGK izleme ekranı



Şekil 3.46. YG2 enerji dağıtım bölgesi jeneratör detay izleme ekranı



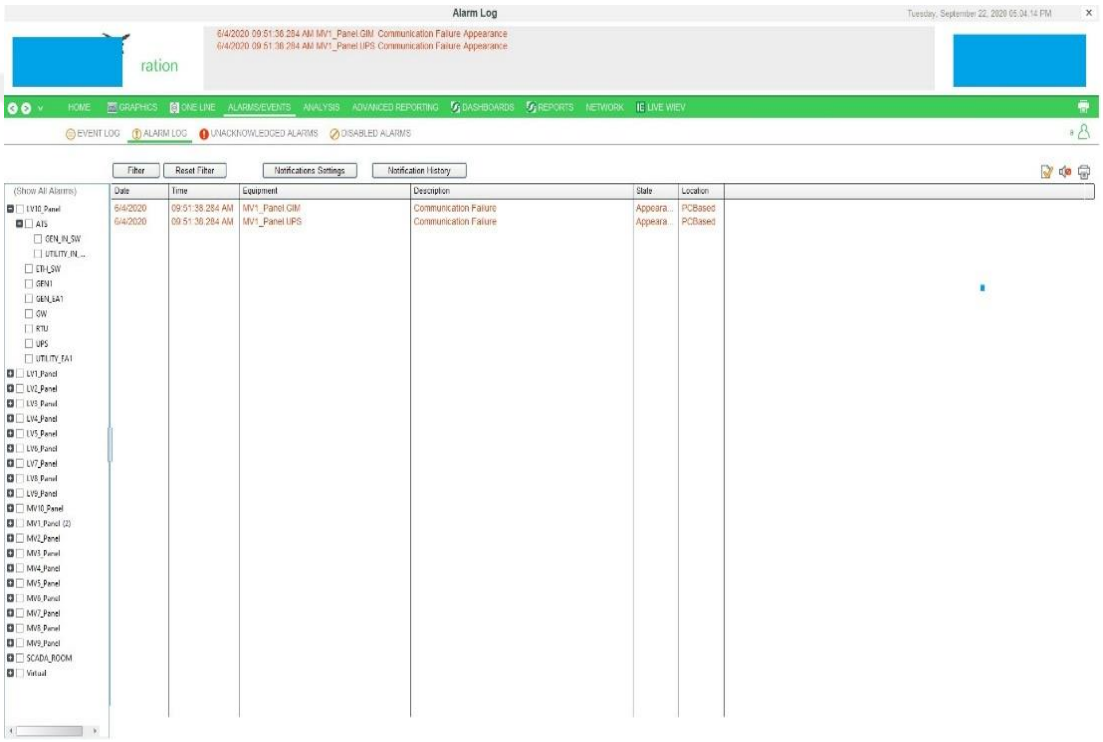
Şekil 3.47. YG2 enerji dağıtım bölgesi KGK detay izleme ekranı



Şekil 3.48. YG2 enerji dağıtım bölgesi trend analizi

3.5.4. Alarm izleme (Alarm Log)

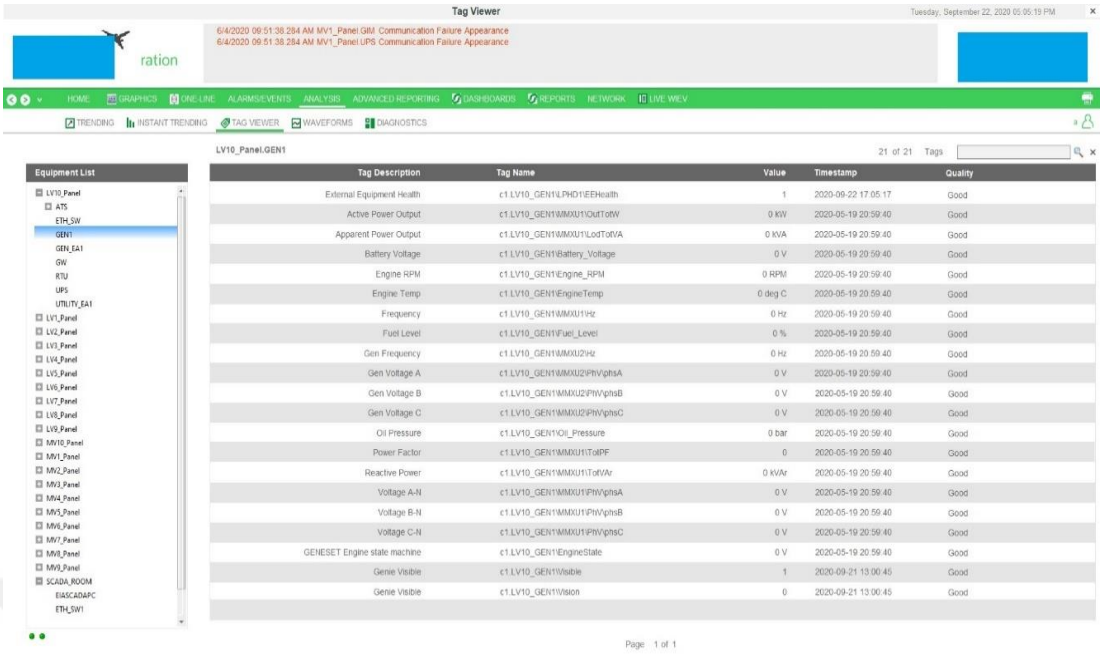
Alarmlar her sayfanın üst kısmında bulunan alarm izleme kutusunda anlık olarak görüntülenerek operatörün son oluşan ve aktif olan alarmlar hakkında bilgilendirilmesi sağlanır. Enerji izleme scada sisteminde oluşan alarmları detaylı ve oluştuğu sırada görmek ve geçmişe dönük analiz yapabilmek için Şekil 3.49.'da görülen "ALARMS&EVENTS" menüsünün "ALARM LOG" alt menüsü altında oluşan alarmları gruplara ayrılmış olarak detaylı olarak da incelenebilir, yazıcıdan çıktı alınabilir.



Şekil 3.49. Alarm izleme ekranı

3.5.5. Hata tespit ekranı (Tag Viewer)

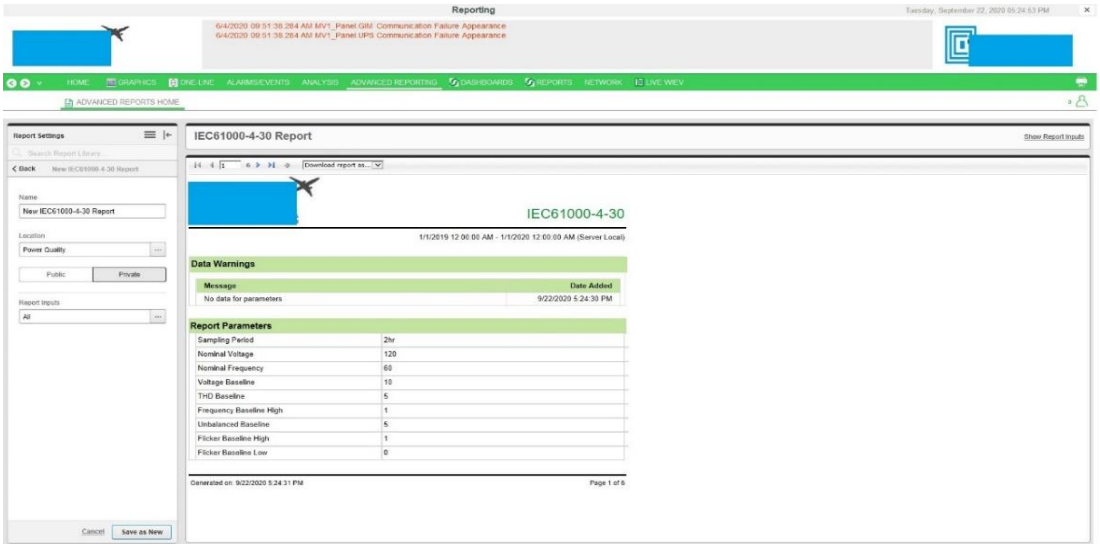
"Network" sayfasında haberleşme problemi oluşan cihazlardan alınan verilerin sağlıklı olup olmadığı, hangi değişkenin scada sistemi tarafından doğru şekilde okunduğu izleyebilmek ve oluşan hataları hızlıca tespit edebilmek için "ANALYSIS" menüsünün "TAG VIEWER" alt menüsü altında ekranın sol tarafında bulunan ekipman listesinde ilgilenilen cihaz seçilerek bu cihazdan alınan verilerin durumu izlenebilir. Şekil 3.50.'de LV_Panel.GEN1 cihazı seçilerek bu cihazın tag'larına ait haberleşme kalitesi bilgileri görüntülenmiştir.



Şekil 3.50. Hata tespit ekranı (Tag Viewer)

3.5.6. Temel raporlama ekranı

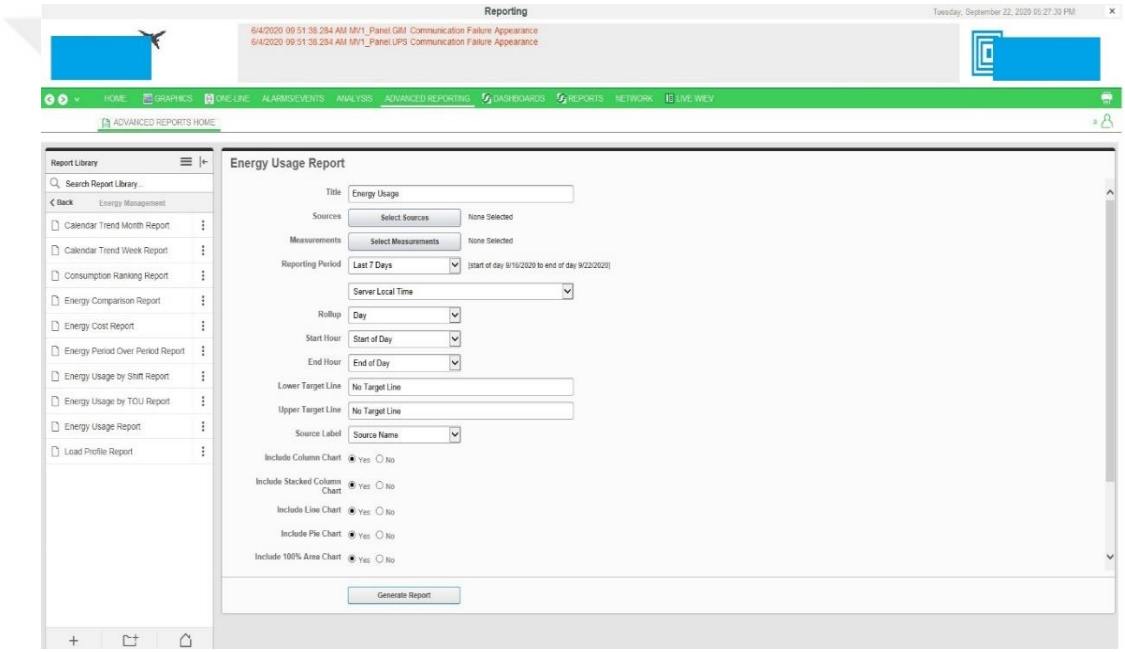
Bu ekran aracılığı ile Şekil 3.51.'de görüldüğü gibi IEC61000-4-30 standardına uygun temel raporlar alınabilmektedir. Enerji analizörlerinden alınan güç kalitesi parametreleri, frekansı, besleme gerilimi değeri, gerilim kesintileri, besleme gerilimindeki ani değişiklikler, dengesizlikler, düşüş ve yükselişler, enerji hattındaki geçici olan gerilimler , gerilim ve akım ana ve ara harmonikleri gibi veriler bu standardın öngördüğü biçimde raporlanır.



Şekil 3.51. IEC61000-4-30 Rapor ekranı

3.5.7. Detaylı rapor ekranı

Detaylı rapor sayfasında ekranın sol tarafında bulunan rapor tipleri seçilerek raporla ilgili ayarlar yapıldıktan sonra rapor oluşturulur. Şekil 3.52.'de Enerji kullanım raporu ayarları görülmektedir. Ayar ekranında "Select sources" butonu ile rapor alınması istenilen enerji ölçüm cihazı kaynak olarak seçilir. Hemen altında bulunan "Select measurement" butonu ile seçilen veri kaynağı cihazdan alınan ve raporu oluşturulmak istenen ölçüm belirlenir. Bir sonraki adımda raporun ölçüm periyodu ve rapor tarih aralığı belirlenir. İsteğe göre "Radio buton" seçimleri ile oluşturulacak olan raporun içeriği belirlendikten sonra "Generate Report" tuşu ile rapor oluşturulur.

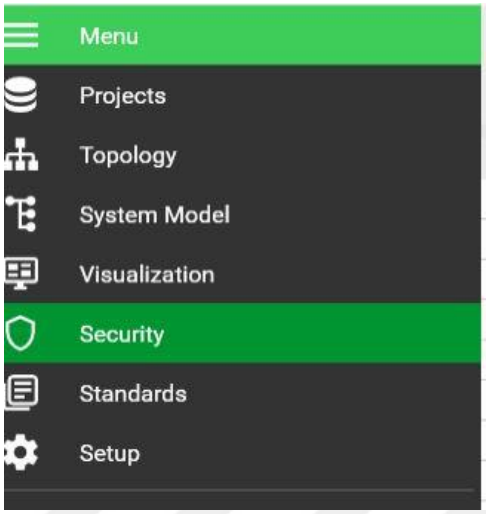


Şekil 3.52. Enerji kullanım rapor ayarları

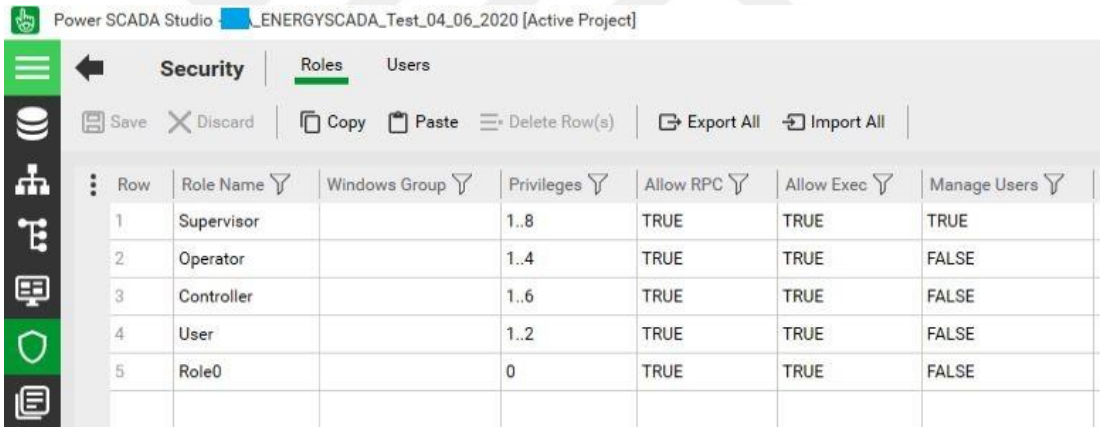
3.6. PSO 'da Kullanıcı Tanımlama

Operatörün scada ekranları ile etkileşim kurabilmesi için kullanıcı adı ve şifre ile oturum açması gereklidir. Proje konfigürasyon adımlarında Şekil 3.53.'de görülen PSO ana menüsünde "Security" ana menüsü seçildikten ilk olarak roller belirlenir. Rollerin tanımlandığı sekme Şekil 3.54.'de sunulmuştur. Sonraki adımda oluşturulacak olan kullanıcılar burada tanımlanan rollerden birine ait olmak zorundadır. Kullanıcılar, roller sekmesinin "Pirivileges" sütununda belirlenen "0-8" arasındaki hiyerarşik haklara sahip olurlar. "8" en geniş haklara sahip olan "Supervisor" rolünü tanımlar. Bir sonraki aşamada "User" sekmesinde kullanıcı adı

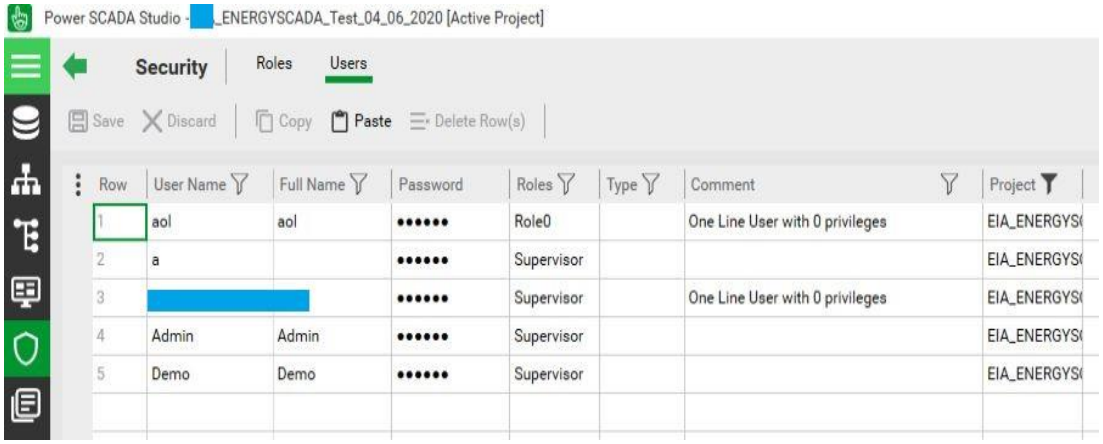
ve parola belirlenir. “Full Name” özelliği, kullanıcı çalışma zamanında scada sistemine giriş yaptıktan sonra scada ekranında görüntülenecek olan kullanıcı adıdır.



Şekil 3.53. PSO Kullanıcı ekleme Security ana menüsü



Şekil 3.54. PSO Kullanıcı ekleme - Security ana menüsü Rol belirleme sekmesi



Şekil 3.55. PSO Kullanıcı ekleme - Security ana menüsü kullanıcı ekleme sekmesi

4. MALİYET ANALİZİ

Önceki bölümlerde mevcut YG dağıtım sisteminde enerji izleme sistemi kurulabilmesi için YG dağıtım sisteminde kullanılmakta olan RMU panoların akıllı şebeke uygulamalarına uyumlu olarak modernize edilmesi veya RMU panoların değiştirilerek yerine yeni teknolojiye sahip metal clad panolar ile enerji izleme sistemi kurulabileceği açıklandı. Yapılan bir çalışmada (KÜÇÜK, ve diğerleri, 2020) RMU panolarının modernizasyonun daha ekonomik bir çözüm olduğu gösterilmiştir. Bu amaçla RMU panolarının ayırıcı ve kesicilerinin pozisyon bilgileri, mevcut YG/AG trafoların gerilim, akım, güç, tüketilen enerji v.b. verilerinin trafo besleme çıkışına veya trafo buşinglerine LPVT ve LPCT sensörler monte edilerek analog ve dijital sinyallerin RTU panosunda toplanarak scada sistemine iletilmesi yöntemi ile RMU panoların akıllı şebeke uygulamasına uyumlu hale getirilmesi en ekonomik yöntem olarak karşımıza çıkmaktadır. Enerji izleme scada sisteminin kurulumunda karşılaşılan maliyet kalemleri yeni ürün-modernizasyon karşılaştırması yapılarak gerçekleşmesi muhtemel maliyet kalemleri Tablo 4.1.'de verilmiştir.

Tablo 4.1. Maliyet unsurları (Küçük, ve diğerleri, 2020)

Yeni Ürün	Modernizasyon	
Yeni YG dağıtım panosu	RTU panosu	Ayrı Maliyet
Nakliye masrafları	Nakliye masrafları	Ortak Maliyet
Demontaj maliyeti	------	Yeni Ürün
Montaj maliyeti	Montaj maliyeti	Ortak Maliyet
Devreye alma	Devreye alma	Ortak Maliyet
Yazılım	Yazılım	Ortak Maliyet
Proje geliştirme	Proje geliştirme	Ortak Maliyet
Scada bilgisayarı	Scada Bilgisayarı	Ortak Maliyet
Network	Network	Ortak Maliyet

Enerji izleme sistemi kurulması amacıyla YG panolarının modernize edilmesi ve yenilenmesi seçeneklerinden uygun olanın belirlenebilmesi için her iki seçenek için de proje maliyeti hesaplanmalıdır. Her iki durumda da AG-RTU paneller ve mevcut AG panoları ile ATS panoları modernizasyonu maliyet kalemleri ortak giderlerdir.

RMU panolarının değiştirilmesi durumunda yeni YG panoların maliyeti Tablo 4.2.'de €155.430,00 olarak , RMU panolarının sökülerek yeni panolar ile değişimi için gerekli saha işçiliklerinin maliyeti Tablo 4.3.'te €12.250,00 olarak hesaplanmıştır. RMU Panoların modernizasyonunda RTU panolarının maliyeti Tablo 4.4.'te € 48.031,30 olarak ve RMU panolarının modernizasyonu için gerekli saha işçiliklerinin maliyeti Tablo 4.5.'te € 22.500,00 olarak hesaplanmıştır.

Her iki durumda da ortak olan işler gruplandırılarak sunulmuştur. Bu şekilde maliyet gruplarının bütün proje maliyeti içindeki oranı belirlenebilir ve analiz edilebilir. Ortak iş gruplarından AG RTU panoları ve mevcut ATS panoların modifikasyonlarının maliyeti Tablo 4.6.'da € 35.960,17 olarak, Scada bilgisayarı ve enerji izleme yazılımlarını içeren ortak maliyet grubu Tablo 4.7.'de € 14.536,00, yazılım geliştirme ve devreye alma ortak iş grubu Tablo 4.8.'de € 14.000,00 ve son olarak genel masraflar Tablo 4.9.'da € 20.000,00 olarak hesaplanmıştır. Bu ortak maliyetlerin toplamı Tablo 4.12.'de € 84.496,15 olarak bulunmuştur.

RMU panolarının değişimi durumunda proje toplam maliyeti Tablo 4.10.'da €290.002,57 olarak, RMU panolarının modernizasyonu durumunda projenin toplam maliyeti Tablo 4.11.'de € 178.281,56 olarak hesaplanmıştır. Projenin son kullanıcıya maliyeti için %15 yüklenici karı ön görülmüştür.

Tablo 4.2. RMU'ların değişimi RMU panolar değişimi maliyet tablosu

S. No	Ürün Adı	Miktar	Birim	Birim Fiyatı	Toplam
1	HV Panolar	1	Set	€ 15.543,00	€ 155.430,00
				Toplam :	**€ 155.430,00**

Tablo 4.3. RMU'ların değişimi saha işçilik maliyet tablosu

S. No	Ürün Adı	Miktar	Birim	Birim Fiyatı	Toplam
1	Mevcut LVDP ve ATS Panel Modifikasyonları	1	Set	€ 7.850,00	€ 7.850,00
2	Devreye alma-(Analizer-GIM)	1	Set	€ 2.000,00	€ 2.000,00
3	Jenerator kontrolör haberleşme ünitesi, modifikasyonu ve devreye alma	12	Adet	€ 200,00	€ 2.400,00
				Toplam :	**€ 12.250,00**

Tablo 4.4. RMU'ların modernizasyonu RTU panoları maliyet tablosu

S.No	Ürün Adı	Miktar	Birim	Birim Fiyatı	Toplam
1	HV-RTU Panel	10	Set	€ 4.803,13	€ 48.031,30
				Toplam :	**€ 48.031,30**

Tablo 4.5. RMU'ların modernizasyonu saha işçilik maliyet tablosu

S. No	Ürün Adı	Miktar	Birim	Birim Fiyatı	Toplam
1	Metal Clad HV Pano Modifikasyonları 3Grup	1	Set	€ 2.400,00	€ 2.400,00
2	8 adet Diğer RMU Modifikasyon ve RTU Panel Montajları	1	Set	€ 7.850,00	€ 7.850,00
3	Eski LVDP and ATS Panel Modifikasyonları	1	Set	€ 7.850,00	€ 7.850,00
4	Devreye alma-(Analizer-GIM)	1	Set	€ 2.000,00	€ 2.000,00
5	Jenerator kontrolör haberleşme ünitesi, modifikasyonu ve devreye alma	12	Adet	€ 200,00	€ 2.400,00
				Toplam :	**€ 22.500,00**

Tablo 4.6. AG RTU panolar ve ATS pano modifikasyonları-Ortak maliyet tablosu

S. No	Ürün Adı	Miktar	Birim	Birim Fiyatı	Toplam
1	AG-RTU Panolar	10	Set	€ 2.967,89	€ 29.678,89
2	Eski AG panoları ile ATS panoları modernizasyonu	1	Set	€ 6.281,27	€ 6.281,27
				Toplam :	**€ 35.960,17**

Tablo 4.7. Scada PC ve Enerji izleme yazılımları – Ortak maliyet tablosu

S. No	Ürün Adı	Miktar	Birim	Birim Fiyatı	Toplam
1	Scada Bilgisayarı | Xeon W-2133, Led Monitör 5ms 21.5 inç, Renkli Laser Yazıcı	1	Adet	€ 1.943,50	€ 1.943,50
2	PowerSCADA DVD and USB Dongle	1	Adet	€ 62,10	€ 62,10
3	PowerSCADA Server,5000 points	1	Adet	€ 3.233,80	€ 3.233,80
4	PowerSCADA Software Assurance	208	Adet	€ 6,90	€ 1.435,20
5	Advanced Reporting and Dashboard Module	1	Adet	€ 6.555,00	€ 6.555,00
6	Scadapack Workbench Programming Suit	1	Adet	€ 1.306,40	€ 1.306,40
				Toplam :	**€ 14.536,00**

Tablo 4.8. Yazılım geliştirme ve devreye alma – Ortak maliyet tablosu

S. No	Ürün Adı	Miktar	Birim	Birim Fiyatı	Toplam
1	Devreye alma	1	Set	€ 2.000,00	€ 2.000,00
2	Energy scada yazılım geliştirme	1	Set	€ 10.000,00	€ 10.000,00
3	Eğitim	1	Set	€ 2.000,00	€ 2.000,00
				Toplam :	**€ 14.000,00**

Tablo 4.9. Genel masraflar – Ortak maliyet tablosu

S. No	Ürün Adı	Miktar	Birim	Birim Fiyatı	Toplam
1	Ulaşım	8	Set	€ 500,00	€ 4.000,00
2	Konaklama	60	Set	€ 100,00	€ 6.000,00
3	Personel Harcırah	1	Set	€ 5.000,00	€ 5.000,00
4	Nakliye	1	Set	€ 5.000,00	€ 5.000,00
				Toplam :	**€ 20.000,00**

Tablo 4.10. RMU Panolarının değişimi proje toplam maliyet tablosu

S. No	Ürün Adı	Miktar	Birim	Fiyatı
1	Tablo 4.2. RMU'ların değişimi RMU panolar değişimi maliyet tablosu	1	Set	€ 155.430,00
2	Tablo 4.3. RMU'ların değişimi saha işçilik maliyet tablosu	1	Set	€ 12.250,00
3	Tablo 4.6. AG RTU panolar ve ATS pano modifikasyonları-Ortak maliyet tablosu	1	Set	€ 35.960,15
4	Tablo 4.7. Scada PC ve Enerji izleme yazılımları – Ortak maliyet tablosu	1	Set	€ 14.536,00
5	Tablo 4.8. Yazılım geliştirme ve devreye alma – Ortak maliyet tablosu	1	Set	€ 14.000,00
6	Tablo 4.9. Genel masraflar – Ortak maliyet tablosu	1	Set	€ 20.000,00
		Toplam :		€ 252.176,15
		Yüklenici karı %15 :		€ 37.826,42
		Proje Toplam :		**€ 290.002,57**

Tablo 4.11. RMU Panolarının modernizasyonu proje toplam maliyet tablosu

S. No	Ürün Adı	Miktar	Birim	Fiyatı
1	Tablo 4.4. RMU'ların modernizasyonu RTU panoları maliyet tablosu	1	Set	€ 48.031,30
2	Tablo 4.5. RMU'ların modernizasyonu saha işçilik maliyet tablosu	1	Set	€ 22.500,00
3	Tablo 4.6. AG RTU panolar ve ATS pano modifikasyonları-Ortak maliyet tablosu Tablo 4.6. AG RTU panolar ve ATS pano modifikasyonları-Ortak maliyet	1	Set	€ 35.960,15
4	Tablo 4.7. Scada PC ve Enerji izleme yazılımları – Ortak maliyet tablosu	1	Set	€ 14.536,00
5	Tablo 4.8. Yazılım geliştirme ve devreye alma – Ortak maliyet tablosu Tablo 4.8. Yazılım geliştirme ve devreye alma – Ortak maliyet	1	Set	€ 14.000,00
6	Tablo 4.9. Genel masraflar – Ortak maliyet tablosu	1	Set	€ 20.000,00
		Toplam :		€ 155.027,45
		Yüklenici karı %15 :		€ 23.254,12
		Proje Toplam :		**€ 178.281,56**

Tablo 4.12. Ortak maliyetler tablosu

S. No	Ürün Adı	Miktar	Birim	Birim Fiyatı	Toplam
1	Tablo 4.6. AG RTU panolar ve ATS pano modifikasyonları-Ortak maliyet tablosu	1	Set	€ 35.960,15	€ 35.960,15
2	Tablo 4.7. Scada PC ve Enerji izleme yazılımları – Ortak maliyet tablosu Tablo 4.7. Scada PC ve Enerji izleme yazılımları – Ortak maliyet	1	Set	€ 14.536,00	€ 14.536,00
3	Tablo 4.8. Yazılım geliştirme ve devreye alma – Ortak maliyet tablosu Tablo 4.8. Yazılım geliştirme ve devreye alma – Ortak maliyet	1	Set	€ 14.000,00	€ 14.000,00
4	Tablo 4.9. Genel masraflar – Ortak maliyet tablosu Tablo 4.9. Genel masraflar – Ortak maliyet	1	Set	€ 20.000,00	€ 20.000,00
				Toplam :	**€ 84.496,15**

Proje maliyetlerinin karşılaştırılabilmesi için maliyet ve tasarruf oranları;

$$\text{Maliyet Oranı} = \frac{\text{Modernizasyon Maliyeti}}{\text{Değişim Maliyeti}} \quad (4.1)$$

$$\text{Tasarruf Oranı} = 1 - \text{Maliyet Oranı} \quad (4.2)$$

eşitliklerine göre hesaplanabilir.

Tablo 4.13. Maliyet karşılaştırma tablosu ve tasarruf oranları tablosu

	Modernizasyon Maliyeti	Değişim Maliyeti	Maliyet Farkı	Maliyet Oranı	Tasarruf Oranı
RMU pano değişimi	Tablo 4.4 **€ 48.031,30**	Tablo 4.2 **€ 155.430,00**	**€ 107.398,70**	**30,90%**	**69,10%**
Proje geneli	Tablo 4.11 **€ 178.281,56**	Tablo 4.10 **€ 290.002,57**	**€ 111.721,01**	**61,48%**	**38,52%**

Tablo 4.13.'den görüldüğü gibi RMU panolarının modernizasyon maliyeti ile RMU panolarının değişim maliyeti arasında € 106.996,15 fark oluşmaktadır. RMU panoları modernize edilerek enerji izleme sistemi kurulması durumunda Eşitlik (4.1) ile maliyet oranı %30,09 hesaplanmıştır. Bu durumda Eşitlik (4.2) ile %69,1 oranında tasarruf edilebileceği görülmektedir. Proje maliyet farkının esas unsurunu RMU panolarının değişimi oluşturmaktadır.

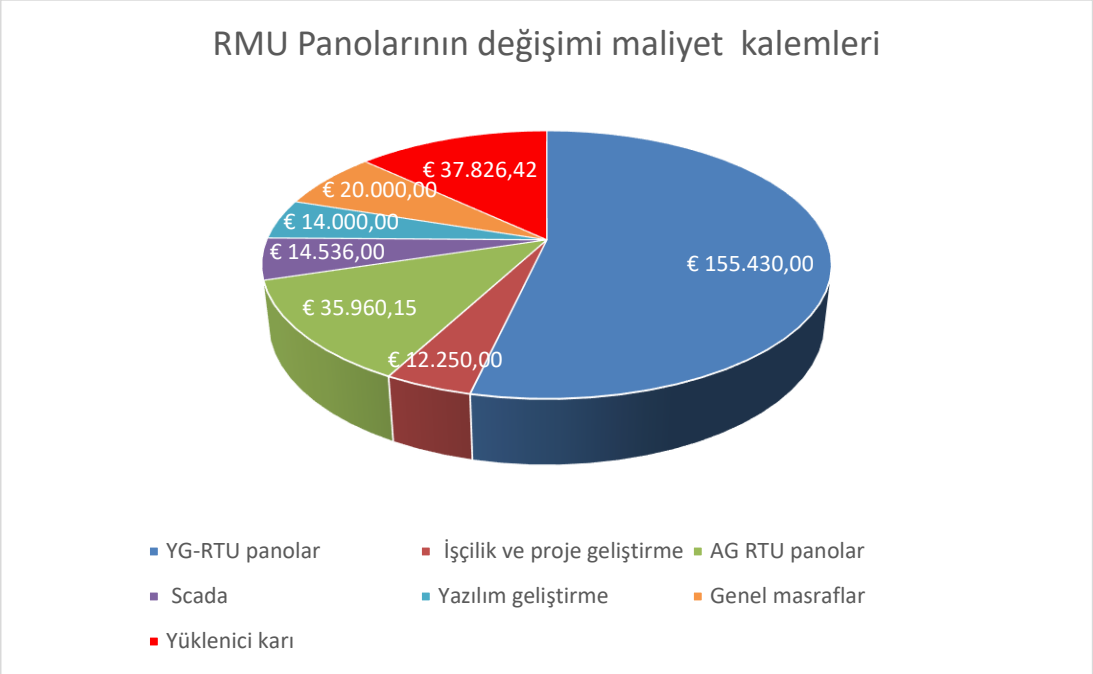
Proje genelinde maliyet farkı incelendiğinde RMU panoları modernize edilmesiyle €111.721,01 fark oluştuğu görülmüş, sırasıyla %61,8 maliyet oranı ile %38,52 oranında tasarruf edilebileceği hesaplanmıştır. Modernizasyon ve RMU panoların değişimi alternatif çözümünde her iki seçenekte de ortak maliyet miktarı Tablo 4.12.'de görüldüğü gibi €84.496,15 tutarındadır.

Maliyet kalemlerinin görsel analizini yapabilmek amacıyla RMU Panolarının değiştirilmesi maliyetini içeren Tablo 4.10. verileriyle oluşturulan pasta grafik aşağıda Şekil 4.1.'de verilmiştir. Pasta grafikten görüldüğü gibi RMU panolarının değiştirilmesi durumunda en büyük maliyet yeni metal clad YG panolar olmaktadır. Bunu takiben toplam maliyet üzerinden %15 olarak hesaplanan yüklenici karı da maliyeti arttırıcı etki yapmaktadır. AG-RTU panolarının maliyeti üçüncü sıraya düşmektedir.

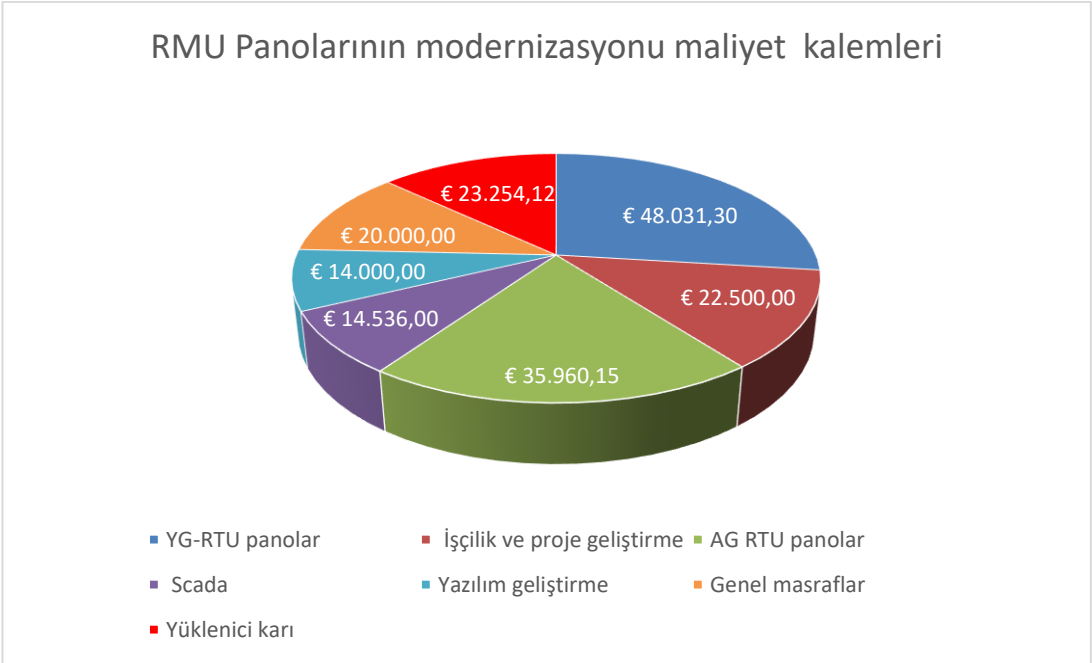
RMU panolarının değiştirilmesi durumunda proje maliyetinin hesaplandığı Tablo 4.11.'in verileri kullanılarak oluşturulan pasta grafik Şekil 4.2.'de görülmektedir. Pasta grafikte görüldüğü gibi en büyük pasta dilimini YG-RTU panoları oluşturmakta, bunu AG-RTU panoları takip etmektedir. Toplam maliyet üzerinden %15 olarak hesaplanan yüklenici karı daha makul seviyeye indiği görülmüştür. Proje maliyet kalemlerinin birbirleriyle olan ilişkilerinin çubuk grafikle analiz edilmesi için RMU Panolarının değiştirilmesi maliyet kalemleri ile Şekil 4.3. ve RMU Panolarının modernizasyonu maliyet kalemleri ile Şekil 4.4. oluşturulmuştur. Daha önce tespit edildiği gibi Şekil 4.3.'te de RMU panolarının değişim maliyeti diğer harcama kalemlerinden belirgin olarak çok daha yüksektir. Bu maliyet yükselişi ile yüklenici karı da yükselmekte, proje toplam bütçesini arttırıcı etki yapmaktadır. Ortak maliyet detayları Tablo 4.12.'de verilen maliyet unsurları genel proje maliyetleri içerisinde daha düşük kalmaktadır.

Şekil 4.4.'te verilen RMU Panolarının modernizasyonu maliyet kalemlerinin çubuk grafiğinde ise YG-RTU panolar ile AG-RTU panoların maliyetlerin birbirine yakın olmakta, yüklenici karı bütün maliyet kalemleri içerisinde daha dengeli bir seviyede olmakta ancak RMU panolarının değişimi durumundaki kar miktarından daha düşük olmaktadır. Ortak maliyet kalemlerinin Şekil 4.3.'te RMU Panolarının değiştirilmesi grafiğinin maliyet kalemleri sütunlarının birbirlerine göre oranları Şekil 4.4.'te verilen

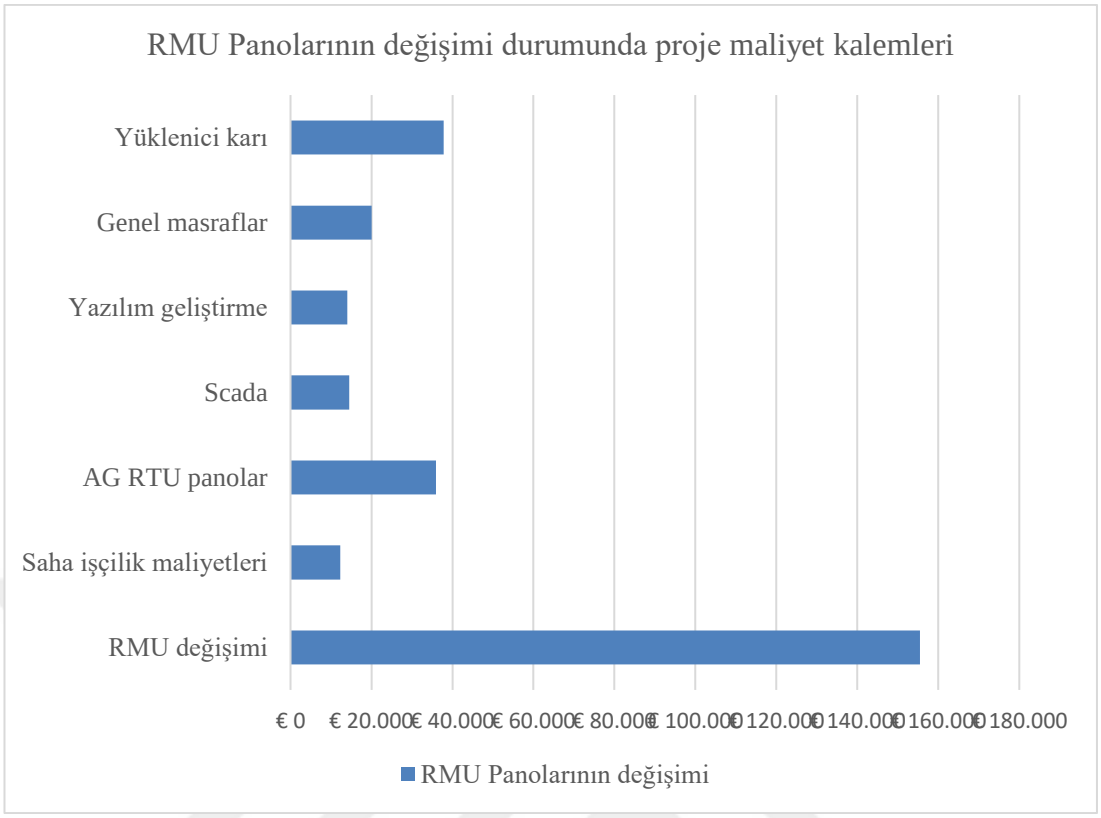
RMU panolarının modernizasyonu maliyet kalemlerinin birbirlerine göre oranları karşılaştırıldığında RMU panolarının modernizasyonu seçeneğinde proje genelinde daha dengeli bir maliyet dağılımı oluştuğu ve modernizasyon maliyetinin diğer maliyet unsurları ile yakın değerlerde olduğu görülmektedir.



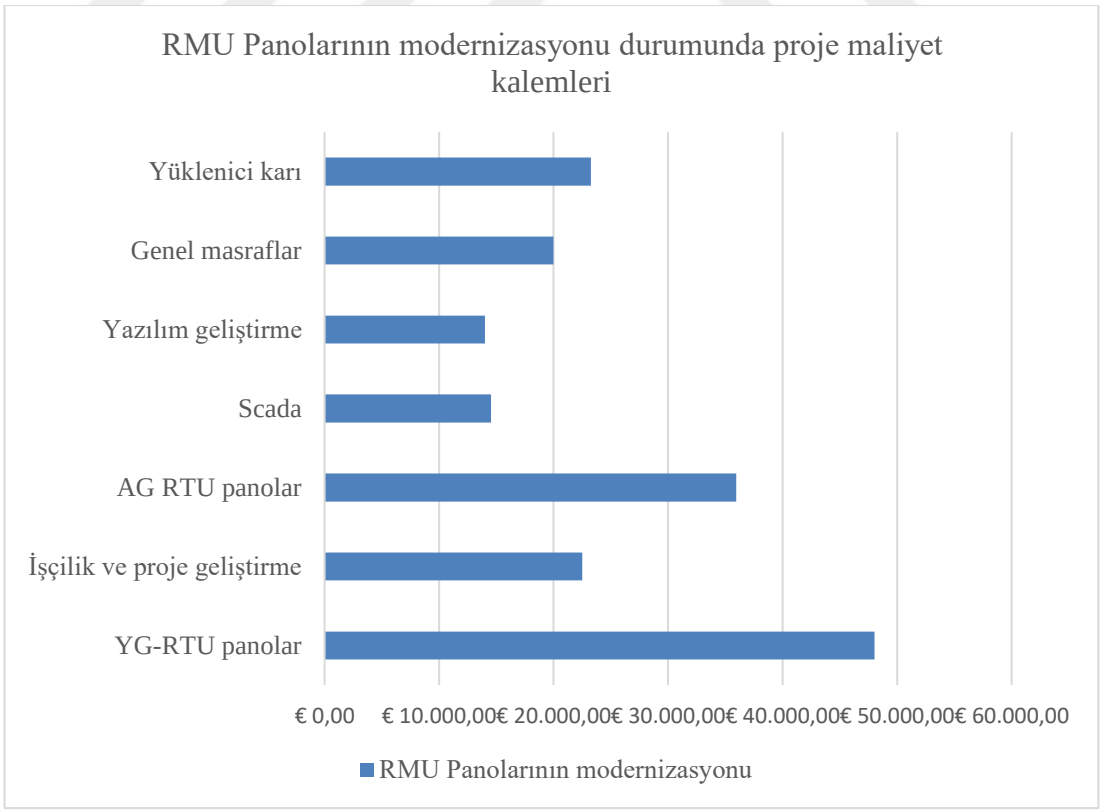
Şekil 4.1. RMU Panolarının değiştirilmesi maliyet kalemleri pasta grafiği



Şekil 4.2. RMU Panolarının modernizasyonu maliyet kalemleri pasta grafiği

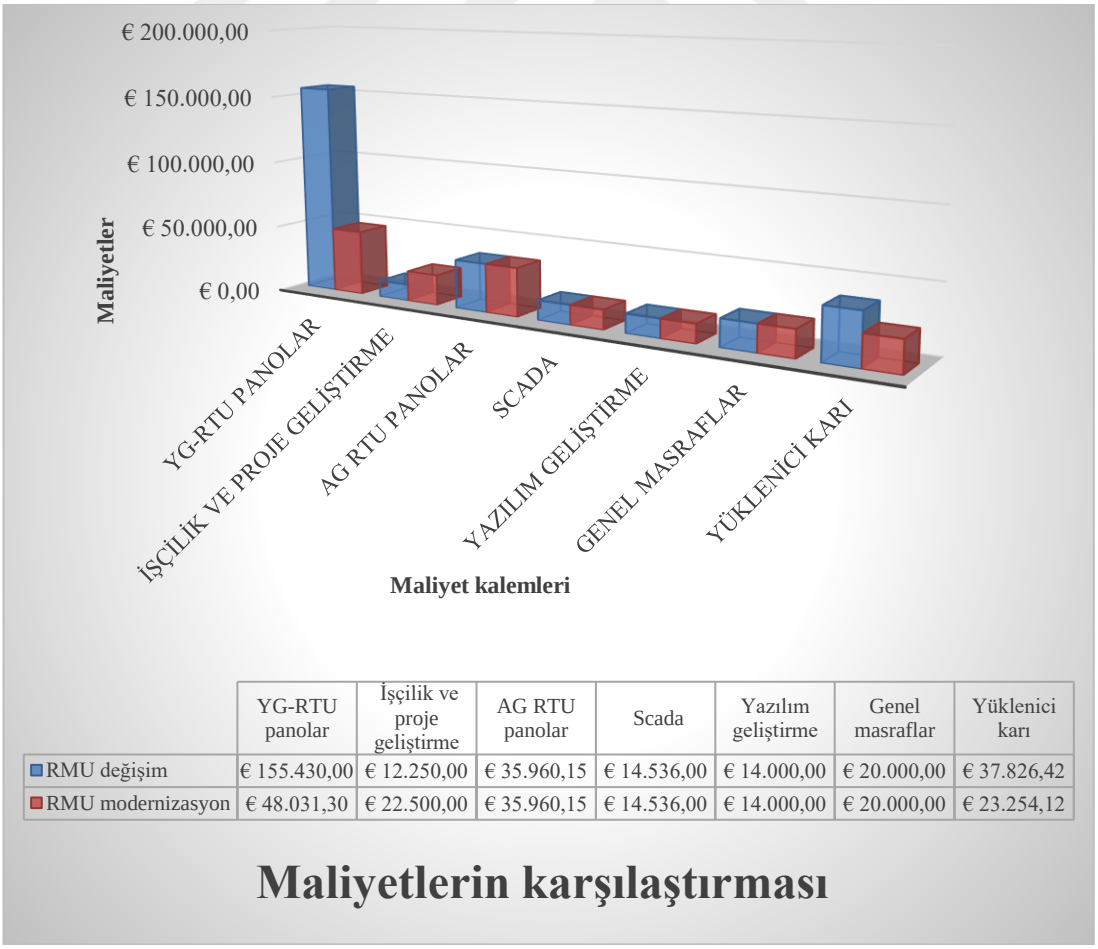


Şekil 4.3. RMU Panolarının değiştirilmesi maliyet kalemleri grafiği



Şekil 4.4. RMU Panolarının modernizasyonu maliyet kalemleri grafiği

RMU panolarının değişimi ile modernizasyonu arasında hem maliyet kalemlerinin birbirleri arasında hem de proje genelinde karşılaştırmanın aynı anda yapılabilmesi için sayfa 94'deki Tablo 4.13. verileri kullanılarak Şekil 4.5.'teki karşılaştırma grafiği kullanılabilir. Şekilde RMU panolarının değişimi mavi, modernizasyonu ise kırmızı renk ile ifade edilmiştir. Şekil 4.5.'te görüldüğü gibi her iki seçenekte de RMU panoların değişimi ve modernizasyonu kalemleri enerji izleme sistemi kurulmasındaki en büyük maliyet unsuru olduğu görülmektedir. Ancak RMU panolarının değişimi maliyeti çok daha yüksektir. İşçilik ve proje geliştirme maliyetleri ise ters orantılı olarak modernizasyon seçeneğinde saha işçiliklerinin artması nedeniyle RMU panolarının değişimi seçeneğine göre artmaktadır. Buna karşın modernizasyon seçeneğinde yüklenici karı daha düşük olduğu görülmektedir. Scada, yazılım geliştirme ve genel masraflar her iki çözümde de ortak masraflar olup birbirleri ile eşit olduğu, diğer maliyet unsurlarına göre daha düşük oldukları grafikte belirgin olarak görülmektedir.



Şekil 4.5. Proje maliyetlerinin karşılaştırması

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Yapılan çalışma sonucunda, enerji izleme sistemlerine uyumlu olmayan eski YG dağıtım sistemlerinin modernize edilerek akıllı şebeke uygulamalarına uyumluluğunun sağlanmasıyla enerji izleme sisteminin kurulum maliyetlerinde RMU panoların değiştirilmesi iş kaleminde %69,10 ve proje genelinde %38,52 oranında tasarruf edilebileceği hesaplanmıştır. Kurulum çalışması süresinin RTU panolarının montajı, LPVT ve LPCT sensörlerinin montajı için kablo başlıklarına T-plug konnektör takılması işçiliklerini de kapsayacağı da düşünülerek yeni kuruluma göre daha kısa sürede tamamlanabileceği açıktır. Kurulum süresinin kısalmasının olumlu bir sonucu olarak enerji kesinti süresinin kısalacağı ve bu sayede üretim ve hizmetlerde aksama yaşanmayacağı veya en az seviyede tutulabileceği anlaşılmaktadır. Enerji izleme sisteminin bir özelliği olarak dağıtım sisteminin modernizasyonu ile elde edilen izleme ve raporlama imkanlarının verdiği destekle dağıtım sistemi varlıklarını faydalı ömürlerinin uzaması, güvenilirliğinin artması sistemin olumlu uzun vadeli faydalar olarak karşımıza çıkmaktadır.

LPVT ve LPCT sensörlerini kullanan IED'lerin sıklıkla ihtiyaç duyulan koruma ve kontrol fonksiyonlarına sahip olmasının bir sonucu olarak RMU panolarının becerilerini arttırarak hem izleme hem de kontrol uygulamalarına imkân sağladığı görülmüştür. YG enerji ölçüm cihazı olarak kullanılan Zelisko GIM cihazını programlama ve devreye alma çalışmalarında ihtiyaç duyulan konfigürasyon yazılımın ücretsiz olması ek yatırım maliyetini engellemektedir. Genel bir bakış ile yatırım maliyetindeki iyileşmenin dikkat çekici seviyede olmasına ek olarak yukarıda vurgulanan faydaların da etkisiyle mevcut sistemlerin modernizasyonu için bu yönteme dayanan uygulamaların gelecekte artması öngörülebilir.

Bu çalışma, akıllı şebeke uygulamalarının adapte edilemediği eski teknolojiye sahip sistemlerin düşük maliyetle modernizasyon yapılarak enerji izleme sistemi kurulumunun mümkün olduğunu ortaya koyması açısından önemlidir. Akıllı şebeke kavramının hayatımızdaki etkileri son yıllarda daha belirgin hale gelmiş olması mevcut YG dağıtım sistemlerinin bu yeni kavrama uygun olarak dönüşümüne olan

ihtiyacı daha açık olarak ortaya koymaktadır. Yapılan çalışmanın, mevcut sistemlerin modernizasyonunu makul maliyetlerle cevap verebileceğini gösterdiğinden artan değişim ihtiyacının karşılanmasında bu yöntemin kullanılması durumunda ülkemizin kaynaklarının korumasına olumlu katkı olarak yansıyacağı açıktır. YG dağıtım sistemlerinin koruma ve kontrolünde kullanılan akıllı cihazların büyük çoğunluğu ithalata bağımlı olmasına karşın bu cihazların yerine kullanılabilecek yerli ikame ürünlerin bulunmayışı nedeniyle teknolojik dönüşüm projelerinin hayata geçirilmesi için ihtiyaç duyulan ürün ithalatını azaltarak ülke ekonomisine katkı sağlayacağı düşünülmektedir. Stok maliyetlerinin yüksek olması nedeniyle yurtdışından ürün tedariki proje bazlı yapılmakta, bazen ürün tedarik sürecinde gecikmeler yaşanabilmektedir. Modernizasyon projelerinin uygulama süreleri ürün tedarik sürecindeki iyileşmeye paralel olarak kısalacağı öngörülmektedir.

LPVT sensörlerinin gerilim dayanımı 20 kV seviyesi ile sınırlı olması nedeni bu sensörler 36 kV dağıtım sistemlerinin modernizasyonunda kullanılamamaktadır. 36 kV gerilim seviyesinde sensörlerin geliştirilerek kullanıma sunulması bu alandaki açığı kapatılabileceği düşünülmektedir.

Scada projesi geliştirme sürecinin en önemli adımlarından biri saha cihazlarının verilerinin scada bilgisayarında doğru ve kesintisiz olarak okunabilmesidir. Yazılım geliştirici firmalar kendilerine ait ürünler için cihaz tipi şablonları sunmakta, bu şablonlar kullanılarak ihtiyaç duyulan veriler bu şablonlarda tanımlanmış olan veriler içinden seçilerek değişken tablosu hızlı ve pratik olarak oluşturulabilmektedir. Farklı bir üreticiye ait cihazların scada sistemi ile haberleştirilmesine ihtiyaç duyulduğunda cihaza ait şablon dosyası oluşturmak son derece zorlu ve uzun bir süreç olmaktadır. Bunun önüne geçmek için çalışmanın haberleşme protokolleri bölümünde bahsedilen IEC 61850 protokolü tüm cihazlar için ortak bir veri tanımlama yaklaşımı sunduğundan bu protokol ile iletişim kurabilen cihazların yaygınlaşması enerji izleme ve kontrol projelerinin daha kısa sürede tamamlanmasına imkân tanır. IEC 61850 iletişimini kullanan cihazlar konfigüratör yardımcı programları ile programlandığından bu yazılımlar akıllı cihazlar için adres listesini içeren SCL dosyaları oluşturmakta, bu dosyalar scada yazılımı tarafından açılarak ihtiyaç duyulan veriler hızlı bir şekilde değişken tablosuna eklenebilmektedir. Ayrıca bu çalışmada iletişim protokolü olarak seçilmiş olan Modbus-TCP protokolü soru-cevap şeklinde

çalıştığından scada bilgisayarı ile haberleşmenin kesilmesi durumunda veri kaybı yaşanmaktadır. IEC 61850 protokolü ile iletişimin iletişim koptuğunda saha verileri cihaz tarafında kaydedilebilir, saklanan veriler iletişimin tekrar sağlanması sonrasında scada bilgisayarına gönderilerek veri kaybının önüne geçilebilir.

Enerji izleme sistemi için tercih edilen PSO yazılımından farklı yazılımlarla da çözüm üretilebilir. Bu yazılımın başlıca özellikleri enerji izleme ve kontrolüne yönelik ek kütüphaneler içermesi, tek hat diyagramı bara renklendirme motorunun olması nedeniyle etkileşimli ve operatör tarafından kolay anlaşılabilir şekilde sistem durumunun görsel sunumunu gerçekleştirebilmesi, her gerilim seviyesinde kullanılan ayırıcı, kesici gibi cihazlarla ilgili olarak dinamik nesnelere sahip olması, temel seviyede enerji tüketim raporlama yapabilmesi, detaylı rapor oluşturma yazılımıyla entegre çalışabilmesi olarak sayılabilir. Çalışma kapsamında kullanılmış olan scada yazılımının COSEM/DLMS protokolü ile haberleşme desteğinin olmaması nedeniyle bu protokol ile haberleşen faturalamaya esas verileri içeren elektrik sayaçlarının verileri scada sistemine alınamadığı görülmüştür. Bundan sonraki çalışmalarda DLMS/COSEM protokolü kullanılarak bu verilerin alınabilmesi için çalışma yürütülebilir. Bu verilerin alınması durumunda sayaç bazlı enerji tüketim takibi ve kompanzasyon takibi amacı ile farklı raporlar oluşturulabilir. Reaktif enerji tüketimi nedeniyle ceza ile karşılaşmamak için kompanzasyon kontrol cihazlarının parametreleri uzaktan değiştirilmesi ile reaktif tüketim dengelemesine yönelik çalışma yapılabilir.

Son yıllarda bulut haberleşmede kullanılan MQTT protokolü ile haberleşme imkanları araştırılarak bulut teknolojisinin sunduğu imkanlardan faydalanılabilir, bu teknoloji ile sunulan yapay zekâ algoritmalarının karar verme sürecinde kullanılmasına yönelik çalışmalar yürütülebilir. Şebeke işletmecisi şirket scada sistemi ile haberleşme yapılarak planlı enerji kesintisi öncesinde jeneratörlerin otomatik yük alma yöntemi ile devreye alınarak enerji kesintisinin olumsuz etkisinin önlenmesi için çalışma yürütülebilir. Benzer olarak şebeke işletmecisi ile kurulacak iletişim kanalı ile enerjinin pahalı olduğu saatlerde jeneratörler devreye alınması yöntemiyle işletme maliyetlerini azaltmasına yönelik çalışmalar yürütülebilir.

KAYNAKLAR

Ateş S. B., Akıllı Şebekeler Uygulamalarına Yönelik Nesnelerin İnterneti (IoT) Tabanlı Prototip Transformatör Merkezi Tasarımı ve Uygulaması, Yüksek Lisans Tezi, Necmettin Erbakan Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Konya, 2018, 511580.

Bektaş A., Endüstriyel İşletmelerde Enerjinin İzlenmesi, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, 2008, 233865.

Berizzi A., Bovo C., Falabretti D., IleaV., Merlo M., Monfredini G., Subasic M., Bigolini M., Rochira I., Bonera R., Architecture and Functionalities of A Smart Distribution Management System, *2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power(ICHQP)*, Bucharest, 2014, 439-443, DOI: 10.1109/ICHQP.2014.6842857.

Bertarzi H., Tsebia M., Abdelmoumene A., PMU Based SCADA Enhancement in Smart Power Grid, *2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility*, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018), Doha, Katar, 2018, 1–6, DOI: 10.1109/CPE.2018.8372580.

Darwish K. W., IT Integration in Power Distribution Substation, AADC Substations' Automation and Management, *2011 International Conference on Innovations in Information Technology*, Abu Dhabi, 25-27 April 2011, 106-109, DOI: 10.1109/INNOVATIONS.2011.5893797.

Donsolla G., Garrone F., Proserpio G., Tornelli C., Impact of DER integration on the cyber security of SCADA systems–The Medium Voltage regulation case study, *CIRED 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*, Lisbon, 29-30 May 2012, 1-4, DOI: 10.1049/cp.2012.0808.

EISA, Energy Independence and Security Act of 2007, https://www.govinfo.gov/content/pkg/PLAW-110publ140/html/PLAW-110publ140.htm (Ziyaret Tarihi: 20 Aralık 2020)

Etherden N., Johansson A. K., Ysberg U., Kvamme K., Pampliega D., Dryden C., Enhanced LV Supervision by Combining Data From Meters, Secondary Substation Measurements and Medium Voltage Supervisory Control and Data Acquisition, *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, October 12-15 June 2017, **2017**(1), 1089-1093, DOI: 10.1049/oap-cired.2017.0966.

Gavrilov D., Gouzman M., Luryi S., Monitoring Large-Scale Power Distribution Grids, *Solid-State Electronics*, 2019, **155**, 57–64, DOI: 10.1016/j.sse.2019.03.012.

Gözüoğlu A., Akıllı Şebekelerde Kullanılan Scada Sistemlerinin Yazılım ve Donanımsal Olarak Uygulaması. Yüksek Lisans Tezi, Ondokuz Mayıs Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Samsun, 2018, 540807.

Gürbüz K. P., Smart Grid Applications and Technologies In Distributionsystems, Yüksek Lisans Tezi, Ortadoğu Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, 2019, 539582.

Hoşavcı G., Elektrik Enerji Sistemlerinin İzlenmesi. Yüksek Lisans Tezi, Sakarya Üniversitesi, Fenbilimleri Enstitüsü, Sakarya, 2008, 216243.

IEC 60870, Telecontrol equipment and systems, International Electrical Commision, Worcester , USA, 2020

IEC 61850, Communication networks and systems for power utility automation, International Electrical Commision, Worcester , USA, 2021

İnce A. T., Akıllı Şebekeler İçin ZigBee Radyo Entegre Edilen Uygulamaların Tasarımı ve Geliştirilmesi, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2015, 414236.

Johansen P., The Ultimate Grid Sensor Measuring Three Phase Currents From The Outside of A Three Phase Cable and Utilizing Advanced Power System Analysis, *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Guangzhou, 2018, 3948–3953, DOI: 10.1109/POWERCON.2018.8602171.

Kenner S., Thaler R., Kucera M., Volbert K., Waas T., Comparison of smart grid architectures for monitoring and analyzing power grid data via Modbus and REST, EURASIP *Journal on Embedded Systems 2017*, (12), 2017, DOI: 10.1186/s13639-016-0045-7.

Khalifa R. F., Jelassi K., Supervisory Control and Monitoring of An Electric Power Distribution, Tunisia, *16th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA)*, Monastir, 2015, 734-739, DOI: 10.1109/STA.2015.7505220.

Küçük E., Özdemir E., Akıllı Şebeke Uygulamalarında Orta Gerilim Enerji İzleme Sistemlerinin İncelenmesi "Bir havaalanı Örneği". *International Marmara Sciences Congress IMASCON 2020 - Autumn Proceeding Book*, Kocaeli, Türkiye, 4-5 Aralık 2020, 394-400, ISBN: 978-625-409-185-8.

Lizunov I. N., Misbakhov R. Sh., Bagautdinov I. Z., The Centralized System of Relay Protection and Automation for Substation of Medium Voltage, *2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, Chelyabinsk, Russia, 2016, 1-6, DOI: 10.1109/ICIEAM.2016.7911449.

Luján E., Otero A., Valenzuela S., Mocskos E., Steffenel L. A., Nesmachnow-Cánovas, S. E., An Integrated Platform For smart Energy Management: The CC-SEM project, *Revista Facultad De Ingeniería Universidad De Antioquia*, (97), 41-55, 2020, DOI: 10.17533/udea.redin.20191147.

Mak S. T., Farah N., Synchronizing SCADA and Smart Meters Operation For Advanced Smart Distribution Grid Applications, *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Washington DC, 2012, DOI:10.1109/ISGT.2012.6175621.

Ovedio R. M., Ramos F., Gormus S., Kulkarni P., Sooriyabandara M., A Comparison of Centralized and Distributed Monitoring Architectures in the Smart Grid, *IEEE Systems Journal*, 2013, **7**(4), 832-844, DOI:10.1109/JSYST.2013.2246033.

Polat O., Nasibov F., Hasancebi G., Gul O., Wide Area Autonomous Restoration System for Medium Voltage Distribution Networks, *Proceedings of the 2018 10th International Conference and Expositions on Electrical And Power Engineering*, 2018, DOI:10.1109/ICEPE.2018.8559860.

Regula M., Otcenasova A., Roch M., Bodnar R., Repak M., Software For Power Quality Monitoring in Model Smart Grid With Using LabView, Strbske Pleso , *2016 ELEKTRO*, 2016, DOI: 10.1109/ELEKTRO.2016.7512096.

Sarıkahya M., Scada ile Enerji İzleme ve Otomasyon, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, 2013, 330680.

Schneider Electric, RM6 Catalogue 2020.

Shabani H., Julai N., Ahmed M. M., Khan S., Hameed S. A., Habaebi M.H., Wireless Communication Techniques, The Right Path To Smart Grid Distribution Systems: A review, *2016 IEEE Student Conference on Research and Development*, Kuala Lumpur, December 2016, DOI: 10.1109/SCORED.2016.7810047.

Şahin A., Elektrik Dağıtım Tesislerinde Enerji İzleme Sistemleri, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2010, 384832.

Şık M., Akıllı Şebeke Uygulamalarına Yönelik Küçük Ölçekli Bir Şebeke Prototipinin Geliştirilmesi ve Kontrolü, Yüksek Lisans Tezi,Turgut Özal Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, 2014, 373913.

URL-1: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force_en#earlier-work (Ziyaret Tarihi: 20 Aralık 2020)

Tiryaki Y. B., Akıllı Şebekeler Altyapısına Uygun Bir Orta Gerilim Trafo Merkezinin Tasarımı ve Ekonomik Analizi, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2016, 442605.

Xu W., Xu G., Yuan H., High performance distributed power quality monitoring IED used in smart grid, *2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Shenzhen, China, 2014, 706-710, DOI: 10.1109/CICED.2014.6991803.

Yellamandamma N., Rao K., Kumar T. S., Aggarwal A., Low Cost Solution for Automation and Control of MV Substation Using MODBUS-SCADA, *2009 Third International Conference on Power Systems*, Kharagpur, 27-29 December 2009, 1-6, DOI: 10.1109/ICPWS.2009.5442735.

Yenilmez M., Akıllı Şebekelerde (Smart Grid) Dağıtım Sistem Otomasyonundaki Gelişmeler, Lisans Tezi, Karabük Üniversitesi, Karabük, Türkiye, 2016.

ZELISKO, Sensoren_2019_en_web.pdf, 2019.

EKLER

EK-A

Tablo A.1. Network adres planlama-1

ENERGY SCADA SYSTEM METWORK AND DEVICES ADRESSES PLANNING

TYPE-1 : OG RTU panel with 1 pcs. Zaliska GIM measurement device
TYPE-2 : OG RTU panel with 1 pcs. METSEMP 8240 Energy analizer measurement device
TYPE-3 : OG RTU panel with 2 pcs. METSEMP 8240 Energy analizer measurement device
TYPE-4 : AG RTU panel

192.168.99.200
192.168.99.201

Total Tag Count: #REF!

| 1 | | |

Tablo A.2. Network adres planlama-2

ENERGY SCADA SYSTEM METWORK AND DEVICES ADRESSES PLANNING

6					7					8					9					10				
Fuel					Cargo (Metalclad)					Mak-Yol					Security					Custom				
RTU Panel Type :		Type-1			RTU Panel Type :		Type-2			RTU Panel Type :		Type-1			RTU Panel Type :		Type-1			RTU Panel Type :		Type-1		
MV		RTU60			MV		RTU70			MV		RTU90			MV		RTU100			MV		RTU80		
	IP Adress:		Tags count			IP Adress:		Tags count			IP Adress:		Tags count			IP Adress:		Tags count			IP Adress:		Tags count	
	Switch	192.168.99.60				Switch	192.168.99.70				Switch	192.168.99.80				Switch	192.168.99.90				Switch	192.168.99.100		
	RTU	192.168.99.61	52			RTU	192.168.99.71	52			RTU	192.168.99.81	52			RTU	192.168.99.91	52			RTU	192.168.99.101	52	
						EA1_PM8240	192.168.99.73	19																	
							192.168.99.74																		
	MODBUS Address:					MODBUS Address:					MODBUS Address:					MODBUS Address:					MODBUS Address:			
	UPS	1	12			UPS	1	12			UPS	1	12			UPS	1	12			UPS	1	12	
	GIM	2	30				2	0			GIM	2	30			GIM	2	30			GIM	2	30	
			0					0					0					0					0	
Total Tag cout			94		Total Tag cout			83		Total Tag cout			94		Total Tag cout			94		Total Tag cout			94	

16					17					18					19					20				
RTU Panel Type :		Type-4			RTU Panel Type :		Type-4			RTU Panel Type :		Type-4			RTU Panel Type :		Type-4			RTU Panel Type :		Type-4		
LV		RTU61			LV		RTU71			LV		RTU91			LV		RTU101			LV		RTU81		
	IP Adress:		Tags count			IP Adress:		Tags count			IP Adress:		Tags count			IP Adress:		Tags count			IP Adress:		Tags count	
	Switch	192.168.99.65	0			Switch	192.168.99.75	0			Switch	192.168.99.85	0			Switch	192.168.99.95	0			Switch	192.168.99.105	0	
	RTU_Moxa	192.168.99.66	15			RTU_Moxa	192.168.99.76	15			RTU_Moxa	192.168.99.86	15			RTU_Moxa	192.168.99.96	15			RTU_Moxa	192.168.99.106	15	
		192.168.99.67	0				192.168.99.77	0				192.168.99.87	0				192.168.99.97	0				192.168.99.107	0	
	MGATE	192.168.99.68	0			MGATE	192.168.99.78	0			MGATE	192.168.99.88	0			MGATE	192.168.99.98	0			MGATE	192.168.99.108	0	
	MODBUS Address:					MODBUS Address:					MODBUS Address:					MODBUS Address:					MODBUS Address:			
	UPS	1	12			UPS	1	12			UPS	1	12			UPS	1	12			UPS	1	12	
	EA1	11	19			EA1	11	19			EA1	11	19			EA1	11	19			EA1	11	19	
	EA2	12	19			EA2	12	19			EA2	12	19			EA2	12	19			EA2	12	19	
		13	0			EA3	13	19			EA3	13	19				13	0				13	0	
		14	0				14	0				14	0				14	0				14	0	
	GEN-1	21	18			GEN-1	21	18			GEN-1	21	18			GEN-1	21	18			GEN-1	21	18	
		22	0			GEN-2	22	18			GEN-2	22	18				22	0				22	0	
Total Tag cout			83		Total Tag cout			120		Total Tag cout			120		Total Tag cout			83		Total Tag cout			83	

EK-B

Tablo B.1. Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV1_Panel.IN_SW	MV1_IN_SW\XCBR1\Pos_On	MV1_RTU	BOOL	G10001	@(IN_SW Pos_On)	In0
MV1_Panel.IN_SW	MV1_IN_SW\XCBR1\Pos_Off	MV1_RTU	BOOL	G10002	@(IN_SW Pos_Off)	In1
MV1_Panel.IN_SW	MV1_IN_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV1_RTU	BOOL	G10003	@(IN_SW ESwPos_On)	In2
MV1_Panel.IN_SW	MV1_IN_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV1_RTU	BOOL	G10004	@(IN_SW ESwPos_Off)	In3
MV1_Panel.TR_SW	MV1_TR_SW\XCBR1\Pos_On	MV1_RTU	BOOL	G10005	@(TR_CB Pos_On)	In4
MV1_Panel.TR_SW	MV1_TR_SW\XCBR1\Pos_Off	MV1_RTU	BOOL	G10006	@(TR_CB Pos_Off)	In5
MV1_Panel.TR_SW	MV1_TR_SW\PTRC1\Tr	MV1_RTU	BOOL	G10007	@(TR_CB TripPos_On)	In6
MV1_Panel.TR_SW	MV1_TR_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV1_RTU	BOOL	G10008	@(TR_CB ESwPos_On)	In7
MV1_Panel.TR_SW	MV1_TR_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV1_RTU	BOOL	G10009	@(TR_CB ESwPos_Off)	In8
MV1_Panel.OUT_SW	MV1_OUT_SW\XCBR1\Pos_On	MV1_RTU	BOOL	G10010	@(OUT_SW Pos_On)	In9
MV1_Panel.OUT_SW	MV1_OUT_SW\XCBR1\Pos_Off	MV1_RTU	BOOL	G10011	@(OUT_SW Pos_Off)	In10
MV1_Panel.OUT_SW	MV1_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV1_RTU	BOOL	G10012	@(OUT_SW ESwPos_On)	In11
MV1_Panel.OUT_SW	MV1_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV1_RTU	BOOL	G10013	@(OUT_SW ESwPos_Off)	In12
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind14	MV1_RTU	BOOL	G10014	@(Input 14 Status)	In13
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind15	MV1_RTU	BOOL	G10015	@(Input 15 Status)	In14
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind16	MV1_RTU	BOOL	G10016	@(Input 16 Status)	In15
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind17	MV1_RTU	BOOL	G10017	@(Input 17 Status)	In16
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind18	MV1_RTU	BOOL	G10018	@(Input 18 Status)	In17
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind19	MV1_RTU	BOOL	G10019	@(Input 19 Status)	In18
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind20	MV1_RTU	BOOL	G10020	@(Input 20 Status)	In19
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind21	MV1_RTU	BOOL	G10021	@(Input 21 Status)	In20
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind22	MV1_RTU	BOOL	G10022	@(Input 22 Status)	In21
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind23	MV1_RTU	BOOL	G10023	@(Input 23 Status)	In22
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind24	MV1_RTU	BOOL	G10024	@(Input 24 Status)	In23
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind25	MV1_RTU	BOOL	G10025	@(Input 25 Status)	In24
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind26	MV1_RTU	BOOL	G10026	@(Input 26 Status)	In25
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind27	MV1_RTU	BOOL	G10027	@(Input 27 Status)	In26
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind28	MV1_RTU	BOOL	G10028	@(Input 28 Status)	In27
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind29	MV1_RTU	BOOL	G10029	@(Input 29 Status)	In28
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Ind30	MV1_RTU	BOOL	G10030	@(Input 30 Status)	In29
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Fuse_1	MV1_RTU	BOOL	G10031	@(Fuse 1)	In30
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\Fuse_2	MV1_RTU	BOOL	G10032	@(Fuse 2)	In31
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\SPCSO1	MV1_RTU	BOOL	G00001	@(Output 01 Status)	Out0
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\SPCSO2	MV1_RTU	BOOL	G00002	@(Output 02 Status)	Out1
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\SPCSO3	MV1_RTU	BOOL	G00003	@(Output 03 Status)	Out2
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\SPCSO4	MV1_RTU	BOOL	G00004	@(Output 04 Status)	Out3

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\SPCSO5	MV1_RTU	BOOL	G00005	@(Output 05 Status)	Out4
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\SPCSO6	MV1_RTU	BOOL	G00006	@(Output 06 Status)	Out5
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\SPCSO7	MV1_RTU	BOOL	G00007	@(Output 07 Status)	Out6
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\SPCSO8	MV1_RTU	BOOL	G00008	@(Output 08 Status)	Out7
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\SPCSO9	MV1_RTU	BOOL	G00009	@(Output 09 Status)	Out8
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\SPCSO10	MV1_RTU	BOOL	G00010	@(Output 10 Status)	Out9
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn1	MV1_RTU	INT	G30001	@(Analog Input 1 Value)	Ain0
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn2	MV1_RTU	INT	G30002	@(Analog Input 2 Value)	Ain1
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn3	MV1_RTU	INT	G30003	@(Analog Input 3 Value)	Ain2
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn4	MV1_RTU	INT	G30004	@(Analog Input 4 Value)	Ain3
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn5	MV1_RTU	INT	G30005	@(Analog Input 5 Value)	Ain4
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn6	MV1_RTU	INT	G30006	@(Analog Input 6 Value)	Ain5
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn7	MV1_RTU	INT	G30007	@(Analog Input 7 Value)	Ain6
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn8	MV1_RTU	INT	G30008	@(Analog Input 8 Value)	Ain7
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut1	MV1_RTU	INT	G40001	@(Analog Output 1 Value)	Aout 0
MV1_Panel.RTU	MV1_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut2	MV1_RTU	INT	G40002	@(Analog Output 2 Value)	Aout 1
MV10_Panel.IN_SW	MV10_IN_SW\XCBR1\Pos_On	MV10_RTU	BOOL	G10001	@(IN_SW Pos_On)	In0
MV10_Panel.IN_SW	MV10_IN_SW\XCBR1\Pos_Off	MV10_RTU	BOOL	G10002	@(IN_SW Pos_Off)	In1
MV10_Panel.IN_SW	MV10_IN_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV10_RTU	BOOL	G10003	@(IN_SW ESwPos_On)	In2
MV10_Panel.IN_SW	MV10_IN_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV10_RTU	BOOL	G10004	@(IN_SW ESwPos_Off)	In3
MV10_Panel.TR_SW	MV10_TR_SW\XCBR1\Pos_On	MV10_RTU	BOOL	G10005	@(TR_CB Pos_On)	In4
MV10_Panel.TR_SW	MV10_TR_SW\XCBR1\Pos_Off	MV10_RTU	BOOL	G10006	@(TR_CB Pos_Off)	In5
MV10_Panel.TR_SW	MV10_TR_SW\PTRC1\Tr	MV10_RTU	BOOL	G10007	@(TR_CB TripPos_On)	In6
MV10_Panel.TR_SW	MV10_TR_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV10_RTU	BOOL	G10008	@(TR_CB ESwPos_On)	In7
MV10_Panel.TR_SW	MV10_TR_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV10_RTU	BOOL	G10009	@(TR_CB ESwPos_Off)	In8
MV10_Panel.OUT_SW	MV10_OUT_SW\XCBR1\Pos_On	MV10_RTU	BOOL	G10010	@(OUT_SW Pos_On)	In9
MV10_Panel.OUT_SW	MV10_OUT_SW\XCBR1\Pos_Off	MV10_RTU	BOOL	G10011	@(OUT_SW Pos_Off)	In10
MV10_Panel.OUT_SW	MV10_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV10_RTU	BOOL	G10012	@(OUT_SW ESwPos_On)	In11
MV10_Panel.OUT_SW	MV10_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV10_RTU	BOOL	G10013	@(OUT_SW ESwPos_Off)	In12
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind14	MV10_RTU	BOOL	G10014	@(Input 14 Status)	In13
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind15	MV10_RTU	BOOL	G10015	@(Input 15 Status)	In14
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind16	MV10_RTU	BOOL	G10016	@(Input 16 Status)	In15
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind17	MV10_RTU	BOOL	G10017	@(Input 17 Status)	In16
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind18	MV10_RTU	BOOL	G10018	@(Input 18 Status)	In17
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind19	MV10_RTU	BOOL	G10019	@(Input 19 Status)	In18

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind20	MV10_RTU	BOOL	G10020	@(Input 20 Status)	In19
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind21	MV10_RTU	BOOL	G10021	@(Input 21 Status)	In20
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind22	MV10_RTU	BOOL	G10022	@(Input 22 Status)	In21
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind23	MV10_RTU	BOOL	G10023	@(Input 23 Status)	In22
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind24	MV10_RTU	BOOL	G10024	@(Input 24 Status)	In23
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind25	MV10_RTU	BOOL	G10025	@(Input 25 Status)	In24
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind26	MV10_RTU	BOOL	G10026	@(Input 26 Status)	In25
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind27	MV10_RTU	BOOL	G10027	@(Input 27 Status)	In26
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind28	MV10_RTU	BOOL	G10028	@(Input 28 Status)	In27
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind29	MV10_RTU	BOOL	G10029	@(Input 29 Status)	In28
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Ind30	MV10_RTU	BOOL	G10030	@(Input 30 Status)	In29
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Fuse_1	MV10_RTU	BOOL	G10031	@(Fuse 1)	In30
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\Fuse_2	MV10_RTU	BOOL	G10032	@(Fuse 2)	In31
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\SPCSO1	MV10_RTU	BOOL	G00001	@(Output 01 Status)	Out0
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\SPCSO2	MV10_RTU	BOOL	G00002	@(Output 02 Status)	Out1
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\SPCSO3	MV10_RTU	BOOL	G00003	@(Output 03 Status)	Out2
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\SPCSO4	MV10_RTU	BOOL	G00004	@(Output 04 Status)	Out3
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\SPCSO5	MV10_RTU	BOOL	G00005	@(Output 05 Status)	Out4
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\SPCSO6	MV10_RTU	BOOL	G00006	@(Output 06 Status)	Out5
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\SPCSO7	MV10_RTU	BOOL	G00007	@(Output 07 Status)	Out6
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\SPCSO8	MV10_RTU	BOOL	G00008	@(Output 08 Status)	Out7
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\SPCSO9	MV10_RTU	BOOL	G00009	@(Output 09 Status)	Out8
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\SPCSO10	MV10_RTU	BOOL	G00010	@(Output 10 Status)	Out9
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn1	MV10_RTU	INT	G30001	@(Analog Input 1 Value)	Ain0
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn2	MV10_RTU	INT	G30002	@(Analog Input 2 Value)	Ain1
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn3	MV10_RTU	INT	G30003	@(Analog Input 3 Value)	Ain2
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn4	MV10_RTU	INT	G30004	@(Analog Input 4 Value)	Ain3
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn5	MV10_RTU	INT	G30005	@(Analog Input 5 Value)	Ain4
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn6	MV10_RTU	INT	G30006	@(Analog Input 6 Value)	Ain5
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn7	MV10_RTU	INT	G30007	@(Analog Input 7 Value)	Ain6
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn8	MV10_RTU	INT	G30008	@(Analog Input 8 Value)	Ain7
MV10_Panel.RTU	MV10_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut1	MV10_RTU	INT	G40001	@(Analog Output 1 Value)	Aout0
MV2_Panel.IN_SW	MV2_IN_SW\XCBR1\Pos_On	MV2_RTU	BOOL	G10001	@(IN_SW Pos_On)	In0
MV2_Panel.IN_SW	M2_IN_SW\XCBR1\Pos_Off	MV2_RTU	BOOL	G10002	@(IN_SW Pos_Off)	In1

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV2_Panel.IN_SW	MV2_IN_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV2_RTU	BOOL	G10003	@(IN_SW ESwPos_On)	In2
MV2_Panel.IN_SW	MV2_IN_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV2_RTU	BOOL	G10004	@(IN_SW ESwPos_Off)	In3
MV2_Panel.TR_SW	MV2_TR_SW\XCBR1\Pos_On	MV2_RTU	BOOL	G10005	@(TR_CB Pos_On)	In4
MV2_Panel.TR_SW	MV2_TR_SW\XCBR1\Pos_Off	MV2_RTU	BOOL	G10006	@(TR_CB Pos_Off)	In5
MV2_Panel.TR_SW	MV2_TR_SW\PTRC1\Tr	MV2_RTU	BOOL	G10007	@(TR_CB TripPos_On)	In6
MV2_Panel.TR_SW	MV2_TR_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV2_RTU	BOOL	G10008	@(TR_CB ESwPos_On)	In7
MV2_Panel.TR_SW	MV2_TR_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV2_RTU	BOOL	G10009	@(TR_CB ESwPos_Off)	In8
MV2_Panel.OUT_SW	MV2_OUT_SW\XCBR1\Pos_On	MV2_RTU	BOOL	G10010	@(OUT_SW Pos_On)	In9
MV2_Panel.OUT_SW	MV2_OUT_SW\XCBR1\Pos_Off	MV2_RTU	BOOL	G10011	@(OUT_SW Pos_Off)	In10
MV2_Panel.OUT_SW	MV2_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV2_RTU	BOOL	G10012	@(OUT_SW ESwPos_On)	In11
MV2_Panel.OUT_SW	MV2_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV2_RTU	BOOL	G10013	@(OUT_SW ESwPos_Off)	In12
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind14	MV2_RTU	BOOL	G10014	@(Input 14 Status)	In13
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind15	MV2_RTU	BOOL	G10015	@(Input 15 Status)	In14
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind16	MV2_RTU	BOOL	G10016	@(Input 16 Status)	In15
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind17	MV2_RTU	BOOL	G10017	@(Input 17 Status)	In16
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind18	MV2_RTU	BOOL	G10018	@(Input 18 Status)	In17
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind19	MV2_RTU	BOOL	G10019	@(Input 19 Status)	In18
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind20	MV2_RTU	BOOL	G10020	@(Input 20 Status)	In19
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind21	MV2_RTU	BOOL	G10021	@(Input 21 Status)	In20
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind22	MV2_RTU	BOOL	G10022	@(Input 22 Status)	In21
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind23	MV2_RTU	BOOL	G10023	@(Input 23 Status)	In22
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind24	MV2_RTU	BOOL	G10024	@(Input 24 Status)	In23
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind25	MV2_RTU	BOOL	G10025	@(Input 25 Status)	In24
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind26	MV2_RTU	BOOL	G10026	@(Input 26 Status)	In25
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind27	MV2_RTU	BOOL	G10027	@(Input 27 Status)	In26
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind28	MV2_RTU	BOOL	G10028	@(Input 28 Status)	In27
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind29	MV2_RTU	BOOL	G10029	@(Input 29 Status)	In28
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Ind30	MV2_RTU	BOOL	G10030	@(Input 30 Status)	In29
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Fuse_1	MV2_RTU	BOOL	G10031	@(Fuse 1)	In30
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\Fuse_2	MV2_RTU	BOOL	G10032	@(Fuse 2)	In31
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\SPCSO1	MV2_RTU	BOOL	G00001	@(Output 01 Status)	Out0
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\SPCSO2	MV2_RTU	BOOL	G00002	@(Output 02 Status)	Out1
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\SPCSO3	MV2_RTU	BOOL	G00003	@(Output 03 Status)	Out2
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\SPCSO4	MV2_RTU	BOOL	G00004	@(Output 04 Status)	Out3
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\SPCSO5	MV2_RTU	BOOL	G00005	@(Output 05 Status)	Out4
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\SPCSO6	MV2_RTU	BOOL	G00006	@(Output 06 Status)	Out5
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\SPCSO7	MV2_RTU	BOOL	G00007	@(Output 07 Status)	Out6

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\SPCSO8	MV2_RTU	BOOL	G00008	@(Output 08 Status)	Out7
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\SPCSO9	MV2_RTU	BOOL	G00009	@(Output 09 Status)	Out8
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\SPCSO10	MV2_RTU	BOOL	G00010	@(Output 10 Status)	Out9
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn1	MV2_RTU	INT	G30001	@(Analog Input 1 Value)	Ain0
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn2	MV2_RTU	INT	G30002	@(Analog Input 2 Value)	Ain1
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn3	MV2_RTU	INT	G30003	@(Analog Input 3 Value)	Ain2
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn4	MV2_RTU	INT	G30004	@(Analog Input 4 Value)	Ain3
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn5	MV2_RTU	INT	G30005	@(Analog Input 5 Value)	Ain4
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn6	MV2_RTU	INT	G30006	@(Analog Input 6 Value)	Ain5
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn7	MV2_RTU	INT	G30007	@(Analog Input 7 Value)	Ain6
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn8	MV2_RTU	INT	G30008	@(Analog Input 8 Value)	Ain7
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut1	MV2_RTU	INT	G40001	@(Analog Output 1 Value)	Aout0
MV2_Panel.RTU	MV2_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut2	MV2_RTU	INT	G40002	@(Analog Output 2 Value)	Aout1
MV3_Panel.IN_SW	MV3_IN_SW\XCBR1\Pos_On	MV3_RTU	BOOL	G10001	@(IN_SW Pos_On)	In0
MV3_Panel.IN_SW	MV3_IN_SW\XCBR1\Pos_Off	MV3_RTU	BOOL	G10002	@(IN_SW Pos_Off)	In1
MV3_Panel.IN_SW	MV3_IN_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV3_RTU	BOOL	G10003	@(IN_SW ESwPos_On)	In2
MV3_Panel.IN_SW	MV3_IN_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV3_RTU	BOOL	G10004	@(IN_SW ESwPos_Off)	In3
MV3_Panel.TR_SW	MV3_TR_SW\XCBR1\Pos_On	MV3_RTU	BOOL	G10005	@(TR_CB Pos_On)	In4
MV3_Panel.TR_SW	MV3_TR_SW\XCBR1\Pos_Off	MV3_RTU	BOOL	G10006	@(TR_CB Pos_Off)	In5
MV3_Panel.TR_SW	MV3_TR_SW\PTRC1\Tr	MV3_RTU	BOOL	G10007	@(TR_CB TripPos_On)	In6
MV3_Panel.TR_SW	MV3_TR_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV3_RTU	BOOL	G10008	@(TR_CB ESwPos_On)	In7
MV3_Panel.TR_SW	MV3_TR_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV3_RTU	BOOL	G10009	@(TR_CB ESwPos_Off)	In8
MV3_Panel.OUT_SW	MV3_OUT_SW\XCBR1\Pos_On	MV3_RTU	BOOL	G10010	@(OUT_SW Pos_On)	In9
MV3_Panel.OUT_SW	MV3_OUT_SW\XCBR1\Pos_Off	MV3_RTU	BOOL	G10011	@(OUT_SW Pos_Off)	In10
MV3_Panel.OUT_SW	MV3_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV3_RTU	BOOL	G10012	@(OUT_SW ESwPos_On)	In11
MV3_Panel.OUT_SW	MV3_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV3_RTU	BOOL	G10013	@(OUT_SW ESwPos_Off)	In12
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind14	MV3_RTU	BOOL	G10014	@(Input 14 Status)	In13
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind15	MV3_RTU	BOOL	G10015	@(Input 15 Status)	In14
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind16	MV3_RTU	BOOL	G10016	@(Input 16 Status)	In15
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind17	MV3_RTU	BOOL	G10017	@(Input 17 Status)	In16
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind18	MV3_RTU	BOOL	G10018	@(Input 18 Status)	In17
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind19	MV3_RTU	BOOL	G10019	@(Input 19 Status)	In18
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind20	MV3_RTU	BOOL	G10020	@(Input 20 Status)	In19
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind21	MV3_RTU	BOOL	G10021	@(Input 21 Status)	In20

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind22	MV3_RTU	BOOL	G10022	@(Input 22 Status)	In 21
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind23	MV3_RTU	BOOL	G10023	@(Input 23 Status)	In 22
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind24	MV3_RTU	BOOL	G10024	@(Input 24 Status)	In 23
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind25	MV3_RTU	BOOL	G10025	@(Input 25 Status)	In 24
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind26	MV3_RTU	BOOL	G10026	@(Input 26 Status)	In 25
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind27	MV3_RTU	BOOL	G10027	@(Input 27 Status)	In 26
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind28	MV3_RTU	BOOL	G10028	@(Input 28 Status)	In 27
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind29	MV3_RTU	BOOL	G10029	@(Input 29 Status)	In 28
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Ind30	MV3_RTU	BOOL	G10030	@(Input 30 Status)	In 29
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Fuse_1	MV3_RTU	BOOL	G10031	@(Fuse 1)	In 30
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\Fuse_2	MV3_RTU	BOOL	G10032	@(Fuse 2)	In 31
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\SPCSO1	MV3_RTU	BOOL	G00001	@(Output 01 Status)	Out0
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\SPCSO2	MV3_RTU	BOOL	G00002	@(Output 02 Status)	Out1
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\SPCSO3	MV3_RTU	BOOL	G00003	@(Output 03 Status)	Out2
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\SPCSO4	MV3_RTU	BOOL	G00004	@(Output 04 Status)	Out3
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\SPCSO5	MV3_RTU	BOOL	G00005	@(Output 05 Status)	Out4
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\SPCSO6	MV3_RTU	BOOL	G00006	@(Output 06 Status)	Out5
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\SPCSO7	MV3_RTU	BOOL	G00007	@(Output 07 Status)	Out6
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\SPCSO8	MV3_RTU	BOOL	G00008	@(Output 08 Status)	Out7
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\SPCSO9	MV3_RTU	BOOL	G00009	@(Output 09 Status)	Out8
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\SPCSO10	MV3_RTU	BOOL	G00010	@(Output 10 Status)	Out9
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn1	MV3_RTU	INT	G30001	@(Analog Input 1 Value)	Ain0
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn2	MV3_RTU	INT	G30002	@(Analog Input 2 Value)	Ain1
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn3	MV3_RTU	INT	G30003	@(Analog Input 3 Value)	Ain2
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn4	MV3_RTU	INT	G30004	@(Analog Input 4 Value)	Ain3
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn5	MV3_RTU	INT	G30005	@(Analog Input 5 Value)	Ain4
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn6	MV3_RTU	INT	G30006	@(Analog Input 6 Value)	Ain5
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn7	MV3_RTU	INT	G30007	@(Analog Input 7 Value)	Ain6
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn8	MV3_RTU	INT	G30008	@(Analog Input 8 Value)	Ain7
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut1	MV3_RTU	INT	G40001	@(Analog Output 1 Value)	Aout0
MV3_Panel.RTU	MV3_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut2	MV3_RTU	INT	G40002	@(Analog Output 2 Value)	Aout1
MV4_Panel.IN_SW	MV4_IN_SW\XCBR1\Pos_On	MV4_RTU	BOOL	G10001	@(IN_SW Pos_On)	In 0
MV4_Panel.IN_SW	MV4_IN_SW\XCBR1\Pos_Off	MV4_RTU	BOOL	G10002	@(IN_SW Pos_Off)	In 1
MV4_Panel.IN_SW	MV4_IN_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV4_RTU	BOOL	G10003	@(IN_SW ESwPos_On)	In 2

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV4_Panel.IN_SW	MV4_IN_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV4_RTU	BOOL	G10004	@(IN_SW ESwPos_Off)	In 3
MV4_Panel.TR1_SW	MV4_TR1_SW\XCBR1\Pos_On	MV4_RTU	BOOL	G10005	@(TR1_CB Pos_On)	In 4
MV4_Panel.TR1_SW	MV4_TR1_SW\XCBR1\Pos_Off	MV4_RTU	BOOL	G10006	@(TR1_CB Pos_Off)	In 5
MV4_Panel.TR1_SW	MV4_TR1_SW\PTRC1\Tr	MV4_RTU	BOOL	G10007	@(TR1_CB TripPos_On)	In 6
MV4_Panel.TR1_SW	MV4_TR1_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV4_RTU	BOOL	G10008	@(TR1_CB ESwPos_On)	In 7
MV4_Panel.TR1_SW	MV4_TR1_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV4_RTU	BOOL	G10009	@(TR1_CB ESwPos_Off)	In 8
MV4_Panel.TR2_SW	MV4_TR2_SW\XCBR1\Pos_On	MV4_RTU	BOOL	G10010	@(TR2_CB Pos_On)	In 9
MV4_Panel.TR2_SW	MV4_TR2_SW\XCBR1\Pos_Off	MV4_RTU	BOOL	G10011	@(TR2_CB Pos_Off)	In 10
MV4_Panel.TR2_SW	MV4_TR2_SW\PTRC1\Tr	MV4_RTU	BOOL	G10012	@(TR2_CB TripPos_On)	In 11
MV4_Panel.TR2_SW	MV4_TR2_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV4_RTU	BOOL	G10013	@(TR2_CB ESwPos_On)	In 12
MV4_Panel.TR2_SW	MV4_TR2_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV4_RTU	BOOL	G10014	@(TR2_CB ESwPos_Off)	In 13
MV4_Panel.OUT_SW	MV4_OUT_SW\XCBR1\Pos_On	MV4_RTU	BOOL	G10015	@(OUT_SW Pos_On)	In 14
MV4_Panel.OUT_SW	MV4_OUT_SW\XCBR1\Pos_Off	MV4_RTU	BOOL	G10016	@(OUT_SW Pos_Off)	In 15
MV4_Panel.OUT_SW	MV4_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV4_RTU	BOOL	G10017	@(OUT_SW ESwPos_On)	In 16
MV4_Panel.OUT_SW	MV4_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV4_RTU	BOOL	G10018	@(OUT_SW ESwPos_Off)	In 17
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind19	MV4_RTU	BOOL	G10019	@(Input 19 Status)	In 18
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind20	MV4_RTU	BOOL	G10020	@(Input 20 Status)	In 19
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind21	MV4_RTU	BOOL	G10021	@(Input 21 Status)	In 20
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind22	MV4_RTU	BOOL	G10022	@(Input 22 Status)	In 21
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind23	MV4_RTU	BOOL	G10023	@(Input 23 Status)	In 22
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind24	MV4_RTU	BOOL	G10024	@(Input 24 Status)	In 23
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind25	MV4_RTU	BOOL	G10025	@(Input 25 Status)	In 24
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind26	MV4_RTU	BOOL	G10026	@(Input 26 Status)	In 25
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind27	MV4_RTU	BOOL	G10027	@(Input 27 Status)	In 26
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind28	MV4_RTU	BOOL	G10028	@(Input 28 Status)	In 27
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind29	MV4_RTU	BOOL	G10029	@(Input 29 Status)	In 28
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Ind30	MV4_RTU	BOOL	G10030	@(Input 30 Status)	In 29
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Fuse_1	MV4_RTU	BOOL	G10031	@(Fuse 1)	In 30
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\Fuse_2	MV4_RTU	BOOL	G10032	@(Fuse 2)	In 31
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\SPCSO1	MV4_RTU	BOOL	G00001	@(Output 01 Status)	Out0
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\SPCSO2	MV4_RTU	BOOL	G00002	@(Output 02 Status)	Out1
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\SPCSO3	MV4_RTU	BOOL	G00003	@(Output 03 Status)	Out2
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\SPCSO4	MV4_RTU	BOOL	G00004	@(Output 04 Status)	Out3
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\SPCSO5	MV4_RTU	BOOL	G00005	@(Output 05 Status)	Out4

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\SPCSO6	MV4_RTU	BOOL	G00006	@(Output 06 Status)	Out5
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\SPCSO7	MV4_RTU	BOOL	G00007	@(Output 07 Status)	Out6
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\SPCSO8	MV4_RTU	BOOL	G00008	@(Output 08 Status)	Out7
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\SPCSO9	MV4_RTU	BOOL	G00009	@(Output 09 Status)	Out8
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\SPCSO10	MV4_RTU	BOOL	G00010	@(Output 10 Status)	Out9
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn1	MV4_RTU	INT	G30001	@(Analog Input 1 Value)	Ain0
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn2	MV4_RTU	INT	G30002	@(Analog Input 2 Value)	Ain1
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn3	MV4_RTU	INT	G30003	@(Analog Input 3 Value)	Ain2
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn4	MV4_RTU	INT	G30004	@(Analog Input 4 Value)	Ain3
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn5	MV4_RTU	INT	G30005	@(Analog Input 5 Value)	Ain4
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn6	MV4_RTU	INT	G30006	@(Analog Input 6 Value)	Ain5
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn7	MV4_RTU	INT	G30007	@(Analog Input 7 Value)	Ain6
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn8	MV4_RTU	INT	G30008	@(Analog Input 8 Value)	Ain7
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut1	MV4_RTU	INT	G40001	@(Analog Output 1 Value)	Aout0
MV4_Panel.RTU	MV4_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut2	MV4_RTU	INT	G40002	@(Analog Output 2 Value)	Aout1
MV5_Panel.IN_SW	MV5_IN_SW\XCBR1\Pos_On	MV5_RTU	BOOL	G10001	@(IN_SW Pos_On)	In0
MV5_Panel.IN_SW	MV5_IN_SW\XCBR1\Pos_Off	MV5_RTU	BOOL	G10002	@(IN_SW Pos_Off)	In1
MV5_Panel.IN_SW	MV5_IN_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV5_RTU	BOOL	G10003	@(IN_SW ESwPos_On)	In2
MV5_Panel.IN_SW	MV5_IN_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV5_RTU	BOOL	G10004	@(IN_SW ESwPos_Off)	In3
MV5_Panel.TR_SW	MV5_TR_SW\XCBR1\Pos_On	MV5_RTU	BOOL	G10005	@(TR_CB Pos_On)	In4
MV5_Panel.TR_SW	MV5_TR_SW\XCBR1\Pos_Off	MV5_RTU	BOOL	G10006	@(TR_CB Pos_Off)	In5
MV5_Panel.TR_SW	MV5_TR_SW\PTRC1\Tr	MV5_RTU	BOOL	G10007	@(TR_CB TripPos_On)	In6
MV5_Panel.TR_SW	MV5_TR_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV5_RTU	BOOL	G10008	@(TR_CB ESwPos_On)	In7
MV5_Panel.TR_SW	MV5_TR_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV5_RTU	BOOL	G10009	@(TR_CB ESwPos_Off)	In8
MV5_Panel.OUT_SW	MV5_OUT_SW\XCBR1\Pos_On	MV5_RTU	BOOL	G10010	@(OUT_SW Pos_On)	In9
MV5_Panel.OUT_SW	MV5_OUT_SW\XCBR1\Pos_Off	MV5_RTU	BOOL	G10011	@(OUT_SW Pos_Off)	In10
MV5_Panel.OUT_SW	MV5_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV5_RTU	BOOL	G10012	@(OUT_SW ESwPos_On)	In11
MV5_Panel.OUT_SW	MV5_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV5_RTU	BOOL	G10013	@(OUT_SW ESwPos_Off)	In12
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind14	MV5_RTU	BOOL	G10014	@(Input 14 Status)	In13
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind15	MV5_RTU	BOOL	G10015	@(Input 15 Status)	In14
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind16	MV5_RTU	BOOL	G10016	@(Input 16 Status)	In15
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind17	MV5_RTU	BOOL	G10017	@(Input 17 Status)	In16
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind18	MV5_RTU	BOOL	G10018	@(Input 18 Status)	In17
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind19	MV5_RTU	BOOL	G10019	@(Input 19 Status)	In18

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind20	MV5_RTU	BOOL	G10020	@(Input 20 Status)	In 19
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind21	MV5_RTU	BOOL	G10021	@(Input 21 Status)	In 20
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind22	MV5_RTU	BOOL	G10022	@(Input 22 Status)	In 21
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind23	MV5_RTU	BOOL	G10023	@(Input 23 Status)	In 22
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind24	MV5_RTU	BOOL	G10024	@(Input 24 Status)	In 23
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind25	MV5_RTU	BOOL	G10025	@(Input 25 Status)	In 24
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind26	MV5_RTU	BOOL	G10026	@(Input 26 Status)	In 25
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind27	MV5_RTU	BOOL	G10027	@(Input 27 Status)	In 26
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind28	MV5_RTU	BOOL	G10028	@(Input 28 Status)	In 27
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind29	MV5_RTU	BOOL	G10029	@(Input 29 Status)	In 28
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Ind30	MV5_RTU	BOOL	G10030	@(Input 30 Status)	In 29
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Fuse_1	MV5_RTU	BOOL	G10031	@(Fuse 1)	In 30
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\Fuse_2	MV5_RTU	BOOL	G10032	@(Fuse 2)	In 31
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\SPCSO1	MV5_RTU	BOOL	G00001	@(Output 01 Status)	Out0
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\SPCSO2	MV5_RTU	BOOL	G00002	@(Output 02 Status)	Out1
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\SPCSO3	MV5_RTU	BOOL	G00003	@(Output 03 Status)	Out2
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\SPCSO4	MV5_RTU	BOOL	G00004	@(Output 04 Status)	Out3
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\SPCSO5	MV5_RTU	BOOL	G00005	@(Output 05 Status)	Out4
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\SPCSO6	MV5_RTU	BOOL	G00006	@(Output 06 Status)	Out5
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\SPCSO7	MV5_RTU	BOOL	G00007	@(Output 07 Status)	Out6
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\SPCSO8	MV5_RTU	BOOL	G00008	@(Output 08 Status)	Out7
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\SPCSO9	MV5_RTU	BOOL	G00009	@(Output 09 Status)	Out8
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\SPCSO10	MV5_RTU	BOOL	G00010	@(Output 10 Status)	Out9
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn1	MV5_RTU	INT	G30001	@(Analog Input 1 Value)	Ain0
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn2	MV5_RTU	INT	G30002	@(Analog Input 2 Value)	Ain1
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn3	MV5_RTU	INT	G30003	@(Analog Input 3 Value)	Ain2
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn4	MV5_RTU	INT	G30004	@(Analog Input 4 Value)	Ain3
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn5	MV5_RTU	INT	G30005	@(Analog Input 5 Value)	Ain4
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn6	MV5_RTU	INT	G30006	@(Analog Input 6 Value)	Ain5
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn7	MV5_RTU	INT	G30007	@(Analog Input 7 Value)	Ain6
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn8	MV5_RTU	INT	G30008	@(Analog Input 8 Value)	Ain7
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut1	MV5_RTU	INT	G40001	@(Analog Output 1 Value)	Aout0
MV5_Panel.RTU	MV5_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut2	MV5_RTU	INT	G40002	@(Analog Output 2 Value)	Aout1
MV6_Panel.IN_SW	MV6_IN_SW\XCBR1\Pos_On	MV6_RTU	BOOL	G10001	@(IN_SW Pos_On)	In 0

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV6_Panel.IN_SW	MV6_IN_SW\XCBR1\Pos_Off	MV6_RTU	BOOL	G10002	@(IN_SW Pos_Off)	In 1
MV6_Panel.IN_SW	MV6_IN_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV6_RTU	BOOL	G10003	@(IN_SW ESwPos_On)	In 2
MV6_Panel.IN_SW	MV6_IN_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV6_RTU	BOOL	G10004	@(IN_SW ESwPos_Off)	In 3
MV6_Panel.TR_SW	MV6_TR_SW\XCBR1\Pos_On	MV6_RTU	BOOL	G10005	@(TR_CB Pos_On)	In 4
MV6_Panel.TR_SW	MV6_TR_SW\XCBR1\Pos_Off	MV6_RTU	BOOL	G10006	@(TR_CB Pos_Off)	In 5
MV6_Panel.TR_SW	MV6_TR_SW\PTRC1\Tr	MV6_RTU	BOOL	G10007	@(TR_CB TripPos_On)	In 6
MV6_Panel.TR_SW	MV6_TR_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV6_RTU	BOOL	G10008	@(TR_CB ESwPos_On)	In 7
MV6_Panel.TR_SW	MV6_TR_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV6_RTU	BOOL	G10009	@(TR_CB ESwPos_Off)	In 8
MV6_Panel.OUT_SW	MV6_OUT_SW\XCBR1\Pos_On	MV6_RTU	BOOL	G10010	@(OUT_SW Pos_On)	In 9
MV6_Panel.OUT_SW	MV6_OUT_SW\XCBR1\Pos_Off	MV6_RTU	BOOL	G10011	@(OUT_SW Pos_Off)	In 10
MV6_Panel.OUT_SW	MV6_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV6_RTU	BOOL	G10012	@(OUT_SW ESwPos_On)	In 11
MV6_Panel.OUT_SW	MV6_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV6_RTU	BOOL	G10013	@(OUT_SW ESwPos_Off)	In 12
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind14	MV6_RTU	BOOL	G10014	@(Input 14 Status)	In 13
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind15	MV6_RTU	BOOL	G10015	@(Input 15 Status)	In 14
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind16	MV6_RTU	BOOL	G10016	@(Input 16 Status)	In 15
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind17	MV6_RTU	BOOL	G10017	@(Input 17 Status)	In 16
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind18	MV6_RTU	BOOL	G10018	@(Input 18 Status)	In 17
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind19	MV6_RTU	BOOL	G10019	@(Input 19 Status)	In 18
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind20	MV6_RTU	BOOL	G10020	@(Input 20 Status)	In 19
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind21	MV6_RTU	BOOL	G10021	@(Input 21 Status)	In 20
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind22	MV6_RTU	BOOL	G10022	@(Input 22 Status)	In 21
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind23	MV6_RTU	BOOL	G10023	@(Input 23 Status)	In 22
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind24	MV6_RTU	BOOL	G10024	@(Input 24 Status)	In 23
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind25	MV6_RTU	BOOL	G10025	@(Input 25 Status)	In 24
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind26	MV6_RTU	BOOL	G10026	@(Input 26 Status)	In 25
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind27	MV6_RTU	BOOL	G10027	@(Input 27 Status)	In 26
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind28	MV6_RTU	BOOL	G10028	@(Input 28 Status)	In 27
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind29	MV6_RTU	BOOL	G10029	@(Input 29 Status)	In 28
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Ind30	MV6_RTU	BOOL	G10030	@(Input 30 Status)	In 29
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Fuse_1	MV6_RTU	BOOL	G10031	@(Fuse 1)	In 30
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\Fuse_2	MV6_RTU	BOOL	G10032	@(Fuse 2)	In 31
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\SPCSO1	MV6_RTU	BOOL	G00001	@(Output 01 Status)	Out0
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\SPCSO2	MV6_RTU	BOOL	G00002	@(Output 02 Status)	Out1
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\SPCSO3	MV6_RTU	BOOL	G00003	@(Output 03 Status)	Out2

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\SPCSO4	MV6_RTU	BOOL	G00004	@(Output 04 Status)	Out3
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\SPCSO5	MV6_RTU	BOOL	G00005	@(Output 05 Status)	Out4
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\SPCSO6	MV6_RTU	BOOL	G00006	@(Output 06 Status)	Out5
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\SPCSO7	MV6_RTU	BOOL	G00007	@(Output 07 Status)	Out6
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\SPCSO8	MV6_RTU	BOOL	G00008	@(Output 08 Status)	Out7
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\SPCSO9	MV6_RTU	BOOL	G00009	@(Output 09 Status)	Out8
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\SPCSO10	MV6_RTU	BOOL	G00010	@(Output 10 Status)	Out9
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn1	MV6_RTU	INT	G30001	@(Analog Input 1 Value)	Ain0
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn2	MV6_RTU	INT	G30002	@(Analog Input 2 Value)	Ain1
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn3	MV6_RTU	INT	G30003	@(Analog Input 3 Value)	Ain2
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn4	MV6_RTU	INT	G30004	@(Analog Input 4 Value)	Ain3
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn5	MV6_RTU	INT	G30005	@(Analog Input 5 Value)	Ain4
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn6	MV6_RTU	INT	G30006	@(Analog Input 6 Value)	Ain5
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn7	MV6_RTU	INT	G30007	@(Analog Input 7 Value)	Ain6
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn8	MV6_RTU	INT	G30008	@(Analog Input 8 Value)	Ain7
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut1	MV6_RTU	INT	G40001	@(Analog Output 1 Value)	Aout0
MV6_Panel.RTU	MV6_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut2	MV6_RTU	INT	G40002	@(Analog Output 2 Value)	Aout1
MV7_Panel.IN_SW	MV7_IN_SW\XCBR1\Pos_On	MV7_RTU	BOOL	G10001	@(IN_SW Pos_On)	In0
MV7_Panel.IN_SW	MV7_IN_SW\XCBR1\Pos_Off	MV7_RTU	BOOL	G10002	@(IN_SW Pos_Off)	In1
MV7_Panel.IN_SW	MV7_IN_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV7_RTU	BOOL	G10003	@(IN_SW ESwPos_On)	In2
MV7_Panel.IN_SW	MV7_IN_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV7_RTU	BOOL	G10004	@(IN_SW ESwPos_Off)	In3
MV7_Panel.TR1_SW	MV7_TR1_SW\XCBR1\Pos_On	MV7_RTU	BOOL	G10005	@(TR1_CB Pos_On)	In4
MV7_Panel.TR1_SW	MV7_TR1_SW\XCBR1\Pos_Off	MV7_RTU	BOOL	G10006	@(TR1_CB Pos_Off)	In5
MV7_Panel.TR1_SW	MV7_TR1_SW\PTRC1\Tr	MV7_RTU	BOOL	G10007	@(TR1_CB TripPos_On)	In6
MV7_Panel.TR1_SW	MV7_TR1_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV7_RTU	BOOL	G10008	@(TR1_CB ESwPos_On)	In7
MV7_Panel.TR1_SW	MV7_TR1_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV7_RTU	BOOL	G10009	@(TR1_CB ESwPos_Off)	In8
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind10	MV7_RTU	BOOL	G10010	@(Input 10 Status)	In9
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind11	MV7_RTU	BOOL	G10011	@(Input 11 Status)	In10
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind12	MV7_RTU	BOOL	G10012	@(Input 12 Status)	In11
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind13	MV7_RTU	BOOL	G10013	@(Input 13 Status)	In12
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind14	MV7_RTU	BOOL	G10014	@(Input 14 Status)	In13
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind15	MV7_RTU	BOOL	G10015	@(Input 15 Status)	In14
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind16	MV7_RTU	BOOL	G10016	@(Input 16 Status)	In15
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind17	MV7_RTU	BOOL	G10017	@(Input 17 Status)	In16

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind18	MV7_RTU	BOOL	G10018	@(Input 18 Status)	In 17
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind19	MV7_RTU	BOOL	G10019	@(Input 19 Status)	In 18
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind20	MV7_RTU	BOOL	G10020	@(Input 20 Status)	In 19
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind21	MV7_RTU	BOOL	G10021	@(Input 21 Status)	In 20
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind22	MV7_RTU	BOOL	G10022	@(Input 22 Status)	In 21
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind23	MV7_RTU	BOOL	G10023	@(Input 23 Status)	In 22
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind24	MV7_RTU	BOOL	G10024	@(Input 24 Status)	In 23
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind25	MV7_RTU	BOOL	G10025	@(Input 25 Status)	In 24
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind26	MV7_RTU	BOOL	G10026	@(Input 26 Status)	In 25
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind27	MV7_RTU	BOOL	G10027	@(Input 27 Status)	In 26
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind28	MV7_RTU	BOOL	G10028	@(Input 28 Status)	In 27
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind29	MV7_RTU	BOOL	G10029	@(Input 29 Status)	In 28
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Ind30	MV7_RTU	BOOL	G10030	@(Input 30 Status)	In 29
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Fuse_1	MV7_RTU	BOOL	G10031	@(Fuse 1)	In 30
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\Fuse_2	MV7_RTU	BOOL	G10032	@(Fuse 2)	In 31
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\SPCSO1	MV7_RTU	BOOL	G00001	@(Output 01 Status)	Out0
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\SPCSO2	MV7_RTU	BOOL	G00002	@(Output 02 Status)	Out1
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\SPCSO3	MV7_RTU	BOOL	G00003	@(Output 03 Status)	Out2
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\SPCSO4	MV7_RTU	BOOL	G00004	@(Output 04 Status)	Out3
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\SPCSO5	MV7_RTU	BOOL	G00005	@(Output 05 Status)	Out4
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\SPCSO6	MV7_RTU	BOOL	G00006	@(Output 06 Status)	Out5
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\SPCSO7	MV7_RTU	BOOL	G00007	@(Output 07 Status)	Out6
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\SPCSO8	MV7_RTU	BOOL	G00008	@(Output 08 Status)	Out7
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\SPCSO9	MV7_RTU	BOOL	G00009	@(Output 09 Status)	Out8
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\SPCSO10	MV7_RTU	BOOL	G00010	@(Output 10 Status)	Out9
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn1	MV7_RTU	INT	G30001	@(Analog Input 1 Value)	Ain0
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn2	MV7_RTU	INT	G30002	@(Analog Input 2 Value)	Ain1
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn3	MV7_RTU	INT	G30003	@(Analog Input 3 Value)	Ain2
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn4	MV7_RTU	INT	G30004	@(Analog Input 4 Value)	Ain3
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn5	MV7_RTU	INT	G30005	@(Analog Input 5 Value)	Ain4
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn6	MV7_RTU	INT	G30006	@(Analog Input 6 Value)	Ain5
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn7	MV7_RTU	INT	G30007	@(Analog Input 7 Value)	Ain6
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn8	MV7_RTU	INT	G30008	@(Analog Input 8 Value)	Ain7
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut1	MV7_RTU	INT	G40001	@(Analog Output 1 Value)	Aout0

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV7_Panel.RTU	MV7_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut2	MV7_RTU	INT	G40002	@(Analog Output 2 Value)	Aout1
MV8_Panel.IN_SW	MV8_IN_SW\XCBR1\Pos_On	MV8_RTU	BOOL	G10001	@(IN_SW Pos_On)	In 0
MV8_Panel.IN_SW	MV8_IN_SW\XCBR1\Pos_Off	MV8_RTU	BOOL	G10002	@(IN_SW Pos_Off)	In 1
MV8_Panel.IN_SW	MV8_IN_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV8_RTU	BOOL	G10003	@(IN_SW ESwPos_On)	In 2
MV8_Panel.IN_SW	MV8_IN_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV8_RTU	BOOL	G10004	@(IN_SW ESwPos_Off)	In 3
MV8_Panel.TR_SW	MV8_TR_SW\XCBR1\Pos_On	MV8_RTU	BOOL	G10005	@(TR_CB Pos_On)	In 4
MV8_Panel.TR_SW	MV8_TR_SW\XCBR1\Pos_Off	MV8_RTU	BOOL	G10006	@(TR_CB Pos_Off)	In 5
MV8_Panel.TR_SW	MV8_TR_SW\PTRC1\Tr	MV8_RTU	BOOL	G10007	@(TR_CB TripPos_On)	In 6
MV8_Panel.TR_SW	MV8_TR_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV8_RTU	BOOL	G10008	@(TR_CB ESwPos_On)	In 7
MV8_Panel.TR_SW	MV8_TR_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV8_RTU	BOOL	G10009	@(TR_CB ESwPos_Off)	In 8
MV8_Panel.OUT_SW	MV8_OUT_SW\XCBR1\Pos_On	MV8_RTU	BOOL	G10010	@(OUT_SW Pos_On)	In 9
MV8_Panel.OUT_SW	MV8_OUT_SW\XCBR1\Pos_Off	MV8_RTU	BOOL	G10011	@(OUT_SW Pos_Off)	In 10
MV8_Panel.OUT_SW	MV8_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV8_RTU	BOOL	G10012	@(OUT_SW ESwPos_On)	In 11
MV8_Panel.OUT_SW	MV8_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV8_RTU	BOOL	G10013	@(OUT_SW ESwPos_Off)	In 12
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind14	MV8_RTU	BOOL	G10014	@(Input 14 Status)	In 13
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind15	MV8_RTU	BOOL	G10015	@(Input 15 Status)	In 14
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind16	MV8_RTU	BOOL	G10016	@(Input 16 Status)	In 15
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind17	MV8_RTU	BOOL	G10017	@(Input 17 Status)	In 16
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind18	MV8_RTU	BOOL	G10018	@(Input 18 Status)	In 17
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind19	MV8_RTU	BOOL	G10019	@(Input 19 Status)	In 18
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind20	MV8_RTU	BOOL	G10020	@(Input 20 Status)	In 19
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind21	MV8_RTU	BOOL	G10021	@(Input 21 Status)	In 20
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind22	MV8_RTU	BOOL	G10022	@(Input 22 Status)	In 21
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind23	MV8_RTU	BOOL	G10023	@(Input 23 Status)	In 22
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind24	MV8_RTU	BOOL	G10024	@(Input 24 Status)	In 23
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind25	MV8_RTU	BOOL	G10025	@(Input 25 Status)	In 24
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind26	MV8_RTU	BOOL	G10026	@(Input 26 Status)	In 25
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind27	MV8_RTU	BOOL	G10027	@(Input 27 Status)	In 26
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind28	MV8_RTU	BOOL	G10028	@(Input 28 Status)	In 27
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind29	MV8_RTU	BOOL	G10029	@(Input 29 Status)	In 28
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Ind30	MV8_RTU	BOOL	G10030	@(Input 30 Status)	In 29
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Fuse_1	MV8_RTU	BOOL	G10031	@(Fuse 1)	In 30
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\Fuse_2	MV8_RTU	BOOL	G10032	@(Fuse 2)	In 31
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\SPCSO1	MV8_RTU	BOOL	G00001	@(Output 01 Status)	Out0

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\SPCSO2	MV8_RTU	BOOL	G00002	@(Output 02 Status)	Out1
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\SPCSO3	MV8_RTU	BOOL	G00003	@(Output 03 Status)	Out2
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\SPCSO4	MV8_RTU	BOOL	G00004	@(Output 04 Status)	Out3
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\SPCSO5	MV8_RTU	BOOL	G00005	@(Output 05 Status)	Out4
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\SPCSO6	MV8_RTU	BOOL	G00006	@(Output 06 Status)	Out5
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\SPCSO7	MV8_RTU	BOOL	G00007	@(Output 07 Status)	Out6
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\SPCSO8	MV8_RTU	BOOL	G00008	@(Output 08 Status)	Out7
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\SPCSO9	MV8_RTU	BOOL	G00009	@(Output 09 Status)	Out8
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\SPCSO10	MV8_RTU	BOOL	G00010	@(Output 10 Status)	Out9
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn1	MV8_RTU	INT	G30001	@(Analog Input 1 Value)	Ain0
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn2	MV8_RTU	INT	G30002	@(Analog Input 2 Value)	Ain1
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn3	MV8_RTU	INT	G30003	@(Analog Input 3 Value)	Ain2
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn4	MV8_RTU	INT	G30004	@(Analog Input 4 Value)	Ain3
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn5	MV8_RTU	INT	G30005	@(Analog Input 5 Value)	Ain4
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn6	MV8_RTU	INT	G30006	@(Analog Input 6 Value)	Ain5
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn7	MV8_RTU	INT	G30007	@(Analog Input 7 Value)	Ain6
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn8	MV8_RTU	INT	G30008	@(Analog Input 8 Value)	Ain7
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut1	MV8_RTU	INT	G40001	@(Analog Output 1 Value)	Aout0
MV8_Panel.RTU	MV8_RTU\GGIO1\ZMtrAnOut2	MV8_RTU	INT	G40002	@(Analog Output 2 Value)	Aout1
MV9_Panel.IN_SW	MV9_IN_SW\XCBR1\Pos_On	MV9_RTU	BOOL	G10001	@(IN_SW Pos_On)	In0
MV9_Panel.IN_SW	MV9_IN_SW\XCBR1\Pos_Off	MV9_RTU	BOOL	G10002	@(IN_SW Pos_Off)	In1
MV9_Panel.IN_SW	MV9_IN_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV9_RTU	BOOL	G10003	@(IN_SW ESwPos_On)	In2
MV9_Panel.IN_SW	MV9_IN_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV9_RTU	BOOL	G10004	@(IN_SW ESwPos_Off)	In3
MV9_Panel.TR_SW	MV9_TR_SW\XCBR1\Pos_On	MV9_RTU	BOOL	G10005	@(TR_CB Pos_On)	In4
MV9_Panel.TR_SW	MV9_TR_SW\XCBR1\Pos_Off	MV9_RTU	BOOL	G10006	@(TR_CB Pos_Off)	In5
MV9_Panel.TR_SW	MV9_TR_SW\PTRC1\Tr	MV9_RTU	BOOL	G10007	@(TR_CB TripPos_On)	In6
MV9_Panel.TR_SW	MV9_TR_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV9_RTU	BOOL	G10008	@(TR_CB ESwPos_On)	In7
MV9_Panel.TR_SW	MV9_TR_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV9_RTU	BOOL	G10009	@(TR_CB ESwPos_Off)	In8
MV9_Panel.OUT_SW	MV9_OUT_SW\XCBR1\Pos_On	MV9_RTU	BOOL	G10010	@(OUT_SW Pos_On)	In9
MV9_Panel.OUT_SW	MV9_OUT_SW\XCBR1\Pos_Off	MV9_RTU	BOOL	G10011	@(OUT_SW Pos_Off)	In10
MV9_Panel.OUT_SW	MV9_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_On	MV9_RTU	BOOL	G10012	@(OUT_SW ESwPos_On)	In11
MV9_Panel.OUT_SW	MV9_OUT_SW\XCBR1\ESwPos_Off	MV9_RTU	BOOL	G10013	@(OUT_SW ESwPos_Off)	In12
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind14	MV9_RTU	BOOL	G10014	@(Input 14 Status)	In13
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind15	MV9_RTU	BOOL	G10015	@(Input 15 Status)	In14

Tablo B.1. (Devam) Scadapack RTU'dan alınan sinyal listesi

EkipmanAdı	Sinyal Etiket Adı	I/O Cihazı	Veri Tipi	Addres	Yorum	IO
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind16	MV9_RTU	BOOL	G10016	@(Input 16 Status)	In 15
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind17	MV9_RTU	BOOL	G10017	@(Input 17 Status)	In 16
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind18	MV9_RTU	BOOL	G10018	@(Input 18 Status)	In 17
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind19	MV9_RTU	BOOL	G10019	@(Input 19 Status)	In 18
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind20	MV9_RTU	BOOL	G10020	@(Input 20 Status)	In 19
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind21	MV9_RTU	BOOL	G10021	@(Input 21 Status)	In 20
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind22	MV9_RTU	BOOL	G10022	@(Input 22 Status)	In 21
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind23	MV9_RTU	BOOL	G10023	@(Input 23 Status)	In 22
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind24	MV9_RTU	BOOL	G10024	@(Input 24 Status)	In 23
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind25	MV9_RTU	BOOL	G10025	@(Input 25 Status)	In 24
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind26	MV9_RTU	BOOL	G10026	@(Input 26 Status)	In 25
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind27	MV9_RTU	BOOL	G10027	@(Input 27 Status)	In 26
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind28	MV9_RTU	BOOL	G10028	@(Input 28 Status)	In 27
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind29	MV9_RTU	BOOL	G10029	@(Input 29 Status)	In 28
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Ind30	MV9_RTU	BOOL	G10030	@(Input 30 Status)	In 29
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Fuse_1	MV9_RTU	BOOL	G10031	@(Fuse 1)	In 30
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\Fuse_2	MV9_RTU	BOOL	G10032	@(Fuse 2)	In 31
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\SPCSO1	MV9_RTU	BOOL	G00001	@(Output 01 Status)	Out0
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\SPCSO2	MV9_RTU	BOOL	G00002	@(Output 02 Status)	Out1
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\SPCSO3	MV9_RTU	BOOL	G00003	@(Output 03 Status)	Out2
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\SPCSO4	MV9_RTU	BOOL	G00004	@(Output 04 Status)	Out3
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\SPCSO5	MV9_RTU	BOOL	G00005	@(Output 05 Status)	Out4
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\SPCSO6	MV9_RTU	BOOL	G00006	@(Output 06 Status)	Out5
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\SPCSO7	MV9_RTU	BOOL	G00007	@(Output 07 Status)	Out6
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\SPCSO8	MV9_RTU	BOOL	G00008	@(Output 08 Status)	Out7
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\SPCSO9	MV9_RTU	BOOL	G00009	@(Output 09 Status)	Out8
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\SPCSO10	MV9_RTU	BOOL	G00010	@(Output 10 Status)	Out9
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn1	MV9_RTU	INT	G30001	@(Analog Input 1 Value)	Ain0
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn2	MV9_RTU	INT	G30002	@(Analog Input 2 Value)	Ain1
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn3	MV9_RTU	INT	G30003	@(Analog Input 3 Value)	Ain2
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn4	MV9_RTU	INT	G30004	@(Analog Input 4 Value)	Ain3
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn5	MV9_RTU	INT	G30005	@(Analog Input 5 Value)	Ain4
MV9_Panel.RTU	MV9_RTU\GGIO1\ZMtrAnIn6	MV9_RTU	INT	G30006	@(Analog Input 6 Value)	Ain5

KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER

Küçük E., Özdemir E., Akıllı Şebeke Uygulamalarında Orta Gerilim Enerji İzleme Sistemlerinin İncelenmesi "Bir Havaalanı Örneği", *International Marmara Sciences Congress IMASCON 2020 - Autumn Proceeding Book.* Kocaeli, Türkiye, 4-5 Aralık 2020, 394-400. ISBN: 978-625-409-185-8.

ÖZGEÇMİŞ

İlk, orta ve lise öğrenimini Akçakoca'da tamamladı.1992 yılında tamamladığı lise eğitiminden sonra Mersin Üniversitesi Mersin MYO Endüstriyel Elektronik ön lisans programından 1997 yılında tekniker olarak mezun oldu. 10 Aralık 2014 yılında girdiği Karabük Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünü onur öğrencisi olarak 23 Haziran 2017'de tamamlayarak mezun oldu. 20 Ocak 2020 tarihinde Anadolu Üniversitesi İşletme Fakültesini tamamladı. Halen özel bir şirkette otomasyon mühendisi olarak görev yapmaktadır. Evli ve iki çocuk babasıdır.