

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**GENERATÖRLERİN OTOMATİK
SENKRONİZASYONU**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Fikret YILDIRIM

Kontrol ve Otomasyon Mühendisliği Anabilim Dalı

Kontrol ve Otomasyon Mühendisliği Programı

MAYIS 2014

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**GENERATÖRLERİN OTOMATİK
SENKRONİZASYONU**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Fikret YILDIRIM
(504111115)**

Kontrol ve Otomasyon Mühendisliği Anabilim Dalı

Kontrol ve Otomasyon Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Salman KURTULAN

MAYIS 2014

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 504111115 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Fikret YILDIRIM**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**GENERATÖRLERİN OTOMATİK SENKRONİZASYONU**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Salman KURTULAN**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Ayşen DEMİRÖREN**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Yrd.Doç. Dr. Ali Fuat ERGENÇ

İstanbul Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : **30 Nisan 2014**

Savunma Tarihi : **29 Mayıs 2014**

ÖNSÖZ

Son yıllarda artan enerji tüketimi ile birlikte enerji üretimi ve sürekliliği kritik bir öneme sahip olmuştur. Günümüzde pek çok tesis acil durumlarda enerji sürekliliğini sağlayacak ekipmanlar ile donatılmıştır. Bazı büyük tesisler ise verimi arttırmak amacıyla tükettiği enerjinin bir kısmını kendisi üretebilmektedir. Bunun gibi durumlarda, birden fazla alternatif akım kaynağının birlikte kullanılması için senkronize olmaları gerekmektedir. Bu çalışmada alternatif akım kaynaklarının otomatik senkronizasyonunu gerçekleştirmek amacı ile bir kontrolör tasarlanıp, uygulaması yapılmıştır.

Tez çalışmam süresince hiçbir desteğini esirgemeyen, fikir ve eleştirileri ile beni yönlendiren tez danışmanım Prof. Dr. Salman Kurtulan'a teşekkür ederim.

Sağladığı teknik imkanlar ve bilgi birikimi ile çalışmama katkılarından dolayı Siemens Enerji Otomasyonu Bölümü'ne ve Sn. Yiğit Erkoç Erkoca'ya teşekkür ederim.

Çalışmam süresince bana hiçbir fedâkarlıktan kaçınmadan destek olan Sn. Aylin Ünal'a, tüm eğitim-öğrenim hayatım boyunca varolan enerjileri ile yanımda olan anne ve babama, bilgi ve tecrübesiyle devamlı yol gösteren ağabeyime teşekkür ederim.

Nisan 2014

Fikret Yıldırım
(Elektronik ve Haberleşme Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	v
İÇİNDEKİLER.....	vii
KISALTMALAR.....	ix
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xiii
ÖZET.....	xv
SUMMARY.....	xvii
1. GİRİŞ	1
1.1 Literatür Özeti	4
1.2 Tezin Bölümleri.....	5
2. SENKRONİZASYON.....	7
2.1 Senkronizasyon Şartları	7
2.2 Hatalı Senkronizasyonun Sonuçları	8
2.3 Senkronizasyon Yöntemleri.....	9
2.3.1 Manuel senkronizasyon	9
2.3.2 Otomatik senkronizasyon	13
3. SENKRONİZASYON KONTROLÖRÜ TASARIMI	19
3.1 Senkronizasyon Kontrolörünün Yapısı	21
3.2 Tesisin Senkronizasyon İşlemine Uygunluğunun Denetlenmesi	24
3.2.1 Ayrık olay sistem yaklaşımı.....	25
3.2.2 Kesici ve ayırıcı pozisyonlarının modellenmesi	26
3.2.3 Otomatik kesici kapatma modeli.....	29
3.3 Sistemin Dinamik Konfigürasyonun Çıkartılması	32
3.4 Senkronizasyon Senaryoları.....	40
3.4.1 Ölü bara – ölü hat üzerinden kapatma	40
3.4.2 Canlı bara - ölü hat veya ölü bara - canlı hat üzerinden kapatma	40
3.4.3 Canlı bara - canlı hat üzerinden kapatma.....	40
4. SONUÇ VE ÖNERİLER	43
KAYNAKLAR.....	47
ÖZGEÇMİŞ	63

KISALTMALAR

ANSI	: American National Standards Institute
AOS	: Ayrık Olay Sistem Yaklaşımı
DSP	: Digital Signal Processor
EPDK	: Enerji Piyasası Denetleme Kurulu
EÜAŞ	: Elektrik Üretim A.Ş.
FPGA	: Field Programmable Gate Array
GT	: Gerilim Trafosu
PIC	: Programmable Interrupt Controller
PLC	: Programmable Logic Controller
SCADA	: Supervisory Control and Data Acquisition

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 1.1 : Türkiye'deki bazı otoprodüktörler ve kurulu güçleri [2].....	4
Çizelge 3.1 : Çift noktadan pozisyon okuma fonksiyonu olayları.	27
Çizelge 3.2 : Çift noktadan pozisyon okuma fonksiyonu çıkışları.	28
Çizelge 3.3 : Çift noktadan pozisyon okuma fonksiyonu durumları.....	28
Çizelge 3.4 : Kesici kapatma fonksiyonu AOS olayları.	30
Çizelge 3.5 : Kesici kapatma fonksiyonu AOS çıkışları.	30
Çizelge 3.6 : Kesici kapatma fonksiyonu AOS durumları.	31

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : 2011 yılına ait elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı [1].	1
Şekil 1.2 : Kurulu gücün yakıtlara göre dağılımı [1].....	2
Şekil 1.3 : Türkiye’de kurulu gücün kuruluşlara göre dağılımı [1].	3
Şekil 2.1 : Generatör eşdeğer devresi.	8
Şekil 2.2 : Senkronizasyon lambaları.	10
Şekil 2.3 : Çift Voltmetre [14], Çift Frekansmetre [15] ve Senkronoskop [16].	10
Şekil 2.4 : Senkronizasyon kontrol fonksiyonu blok diyagramı.	11
Şekil 2.5 : Senkronizasyon kontrol fonksiyonu lojik diyagramı [17].	12
Şekil 2.6 : Gerilim dengeleme lojik diyagramı [17].....	14
Şekil 2.7 : Frekans dengeleme lojiği [17].	15
Şekil 2.8 : Senkronlama anına ait ölçüm sonuçları [17].	15
Şekil 2.9 : Otomatik senkronlama sistemi.	16
Şekil 3.1 : Örnek tek hat şeması.	20
Şekil 3.2 : Tasarlanan senkronizasyon kontrolörü.	22
Şekil 3.3 : Kontrolör akış diyagramı.	23
Şekil 3.4 : Durum geçiş grafi.	25
Şekil 3.5 : Çift noktadan pozisyon okuma AOS durum geçiş grafi.	27
Şekil 3.6 : Kesici kapatma AOS durum geçiş grafi.	30

GENERATÖRLERİN OTOMATİK SENKRONİZASYONU

ÖZET

Özellikle büyük çaplı sanayi kuruluşları için elektrik enerjisinin kalitesi ve sürekliliği ciddi önem arz etmektedir. Bunun sonucu olarak bu kuruluşlar ihtiyaçları olan elektrik enerjisini üretecek ekipmanlar ile donatılmıştır. Bunların bir kısmı sadece acil durumlarda tesisteki önemli yükleri besleyebilecek kapasitede olabileceği gibi tüm sistemin ihtiyacı olan elektrik enerjisini sağlayabilecek kapasitede olanları da mevcuttur. Hatta birçok tesis ihtiyaç duyduğu enerjinin fazlasını üreterek diğer sanayi kuruluşlarına satmaktadır. Bu durum enerji verimliliği ve sürdürülebilirliğini sağlamasının yanısıra, birer elektrik tüketicisi olan bu tesislerin üretici konumuna geçerek, ekonomik olarak fayda elde etmesine de imkan tanımaktadır.

Elektrik tesislerinde üretim genel olarak birden fazla generatörün paralel olarak bağlanması ile elde edilmektedir. Bu durum sistemin arızalara olan toleransını artırıp, bakım maliyetini azalttığı gibi, sistemin daha verimli çalışmasını ve daha yüksek güç elde edilmesini sağlamaktadır.

AC kaynaklar sadece ve sadece birbirleri ile senkron olma durumunda paralel olarak bağlanabilmektedir. Aksi halde başta generatör olmakla birlikte tüm elektriksel ekipmanın hasar görmesi kaçınılmazdır.

Kaynakların birbiri ile senkron olup olmadığını ölçmek için çeşitli yöntemler mevcuttur. Bunlardan en basit olanı senkronizasyon lambalarıdır. Diğer bir yöntem ise kaynaklar arasındaki gerilim, frekans ve faz farkını gösteren çift voltmetre, çift frekansmetre ve senkronoskopdur. Teknolojinin ilerlemesi ile sistemin senkron olup olmadığının kontrolü sayısal koruma rölelerine “synchronism check” ismi ile entegre edilmiştir.

Kaynakların paralel operasyona alınma işlemi sırasında bir operatör tarafından generatöre kumanda işaretleri gönderilmektedir. Ancak günümüzde hataları azalmak ve daha yumuşak bir senkronizasyon gerçekleştirmek amacıyla geliştirilen otomatik senkronizasyon cihazları ve sayısal koruma röleleri ile gerekli kontrol işaretleri üretilebilmektedir.

Az sayıda generatörün olduğu ve senkronlamanın sadece kaynakların şebekeye bağlandığı noktalarda yapıldığı uygulamalarda, her generatör için birer otomatik senkronizasyon cihazı kullanılarak çözüm üretilebilmektedir. Fakat senkronlamanın çok sayıda noktadan yapıldığı, çok sayıda generatörün bulunduğu karmaşık yapıya sahip tesislerde bu çözüm yeterli olmamaktadır. Bu nedenle karmaşık sistemlerde otomatik paralelleme cihazının yanı sıra sistemin senkronlama işlemine uygun olup olmadığını denetleyen ve otomatik senkronlama cihazını yönlendiren bir kontrolör tasarlanmalıdır.

Bu tez çalışmasında örnek bir tesis için otomatik senkronlama sistemi tasarlanıp, gerçekleştirilmesi yapılmıştır. Bir otomatik paralelleme rölesi ve bir senkronizasyon kontrolöründen oluşan sistem, birden fazla generatörün birbirleri ile ve harici enerji

kaynakları ile senkronizasyonunu otomatik olarak gerçekleştirmektedir. Kontrolör anlık olarak elektrik şebekesinin durumunu gözlemleyerek sistemin otomatik senkronlamaya uygun olup olmadığına karar vermektedir. Eğer sistem otomatik senkronlamaya uygunsa, yine şebekenin o anki durumuna göre kontrol edilmesi gereken generatör veya generatörleri saptayarak, otomatik paralelleme cihazının bu generatörleri kontrol etmesini sağlamaktadır.

AUTOMATIC SYNCHRONIZATION OF GENERATORS

SUMMARY

Quality and sustainability of electrical energy became more an issue for industrial corporations especially those have large-volume production plants. Thus, these plants have been equipped by systems, which are capable of generating electrical energy, that plant needs. Some of these system's capacity can barely supply for only high priority loads in facility and some of them supply the electrical energy of entire system. Furthermore, many of these facilities producing more than the energy that they needed to sell oversupplied energy to other industrial corporations. As a consequence, achievement of energy efficiency as well as sustainability, enables these companies to obtain economical benefits through becoming producers of electrical energy from a position of energy consumers.

In general, energy production is achieved by more than one generator that connected in parallel. When a generator fails or stops due to the maintenance, power loss will be relatively small so this connection increases system's fault tolerance and decreases maintenance costs of system, and enables system work more efficiently and gain more power.

AC sources can only be connected in parallel if only the difference between their voltage, frequency and phase angle must be in the range that standardized by IEEE. Also phase sequence and the waveform of these two system must be same. Systems that fulfill these requirements are called synchronous. The operation, getting systems in synchronous is also called synchronization. AC systems have to be synchronized before paralleling. Otherwise it is inevitable that all of electrical equipments located in the plant, notably the generator gets damaged. Another problem of connecting systems without synchronization is loss of energy quality and sustainability due to the reactive power generation or consumption and trips of protection relays.

There are many methods to determine whether systems are working synchronous or not. Synchronization lamps method, consists of AC lamps connected between phases of the two system is the simplest way of among. Another method includes double voltmeter, double frequency meter and synchroscope those indicates voltage, frequency and phase difference between sources. With the advancement of technology, the name of checking whether the system is synchronous or not, "synchronism check" function, gives closing permission to the circuit breaker that electrically connects two systems only in synchronous conditions is integrated into digital protection relays.

Synchronization process can be handled manually or automatic. In manual synchronization, balancing commands that controls the generator's speed and excitation current to adjust voltage and frequency are produced by an operator till the two systems have admissible voltage and frequency difference. Circuit breaker closing command is also sent by the operator after making sure the phase difference between the systems, measured by synchronization lamps or synchroscope is

acceptable. In automatic synchronization, balancing commands and circuit breaker closing command are produced by an automatic synchronization device. This prevents operator based faulty synchronizations and provides a smoother synchronization.

Using automatic synchronizers solely for each generator, can provide a solution for such applications that have a small amount of generators and work synchronous in only sources and national network. But this solution will not be sufficient for facilities that have a complex system structure with large amount of generators and synchronized in plenty of different synchronization points. Thus, for such of complex systems, in addition of automatic paralleling device there should be also a synchronization controller, that will drive automatic paralleling device, deciding which generator to be controlled and also capable of checking if the system is available for synchronization or not needs to be designed.

In this thesis work, an automatic synchronization system designed and implemented for a sample plant. The system which performs automatic synchronization between multiple synchronous generators in each other and also with external energy sources has an automatic paralleling device and a synchronization controller. The controller checks the system if it's suitable for synchronization or not by checking instantly the electrical grid's configuration. If the system is suitable for automatic synchronization, It determines which generator or generators will be controlled by the help of network configuration and allows automatic synchronizer to synchronize.

Measurement of phase angle, voltage and frequency of the systems are done via voltage transformers located at each busbar and line side of synchronous feeder. Synchronization controller selects the relevant voltage information according to synchronization point and lead them to automatic synchronizer's voltage inputs. The reference voltage input is busbar voltage by default. But if it is necessary, reference input is inverted with line voltage by synchronization controller. It is critical that micro circuit breakers, located at the secondary side of the voltage transformers not tripped. If it's so, the automatic synchronization device would judge it as no voltage and lead system into faulty synchronization. So, health of voltage transformer's micro circuit breakers must be supervised by synchronization controller.

Another critical function that synchronization controller must perform is checking the health of switchgear positions. Grid configuration is determined at runtime by synchronization controller with the help of the disconnecter and circuit breaker positions. Any faulty position determination cause controlling wrong generator. To prevent this, all switchgear positions measured as double point indication, consists of two separate switch, positioned switchgear's both on and off position. At this method, only one switch have to be energized at a position. If there is no energized switch exists, it is called intermediate position and should be ignored for a limited time when switchgear is changing it's position. If both of the switches energized, this is judged as faulty position. Permanent intermediate position and faulty position are show the switchgear position is unhealthy. If there is any feeder that has unhealthy position, exists in the plant, automatic synchronization must be blocked. This task is modelled and programmed using discrete event system simulation on controller.

Health of automatic synchronization device also critical for proper synchronization. This is measured by automatic synchronizer's live contact.

Synchronization controller checks the grid's actual state to decide whether it is suitable for synchronization for selected synchronization point. Being off position for

synchronization circuit breaker and being on position for at least one of the busbar disconnectors are necessary for synchronization.

Generators, which will be synchronized are determined with grid configuration identification method dynamically at runtime. This is calculated with actual positions of disconnectors and circuit breakers. Active sources of each feeder are calculated with combining coefficient matrixes of sources, coupling feeders and transfer feeders.

After calculation of active sources of each feeder, synchronization scenarios created using the source status of both side of synchronization circuit breaker. If any side of circuit breaker has no voltage, synchronism-check function will be sufficient. If any side of circuit breaker supplied with generators and the other one supplied with utility power, synchronization with balancing commands should be done. Synchronization has to be blocked when both sides of circuit breaker supplied with different utility power sources. When the both side of circuit breaker supplied with different generators, decision of which generator will be synchronized to each other is made with the concept of leader generator which works under power. In other words, a generator that capable of getting more load, is synchronized to other. This information can be measured by synchronization system or taken from another systems like load shedding.

Leader generator information is also used when sending balancing commands to the multiple generators, working in synchronous. Balancing commands for voltage are sent to all generators but, balancing commands for frequency are only sent to the leading generator and assuring that other generators would follow it's speed according to the theory of synchronous machines.

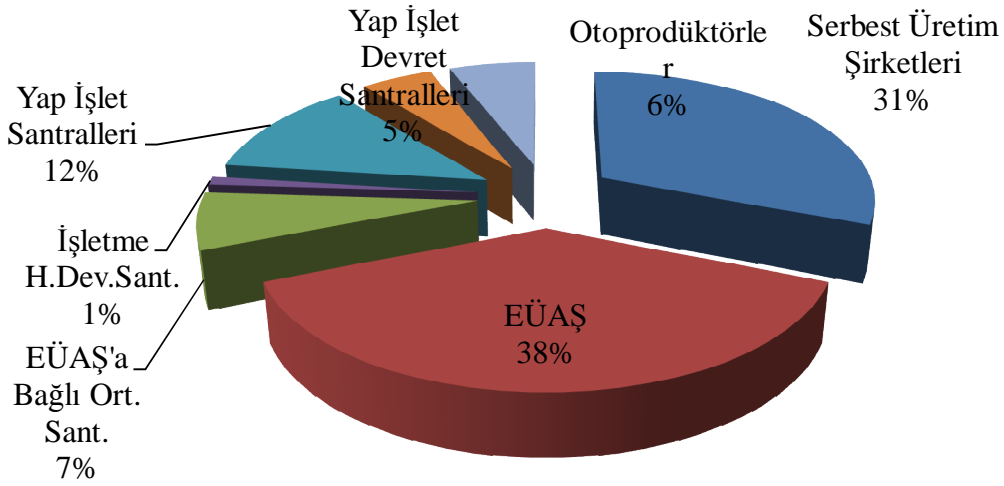
Synchronization controller leads balancing commands which are generated by automatic synchronizer to only related generators, decided by grid configuration identification. When two systems become synchronous, circuit breaker closing permission, also generated by automatic synchronization device is sent to the related feeders circuit breaker. If synchronization circuit breaker changes it's position to on position within determined time interval, This would be interpreted as successful synchronization. Otherwise it would be synchronization failure due to timeout. In other words, Systems wanted to be synchronized, couldn't become synchronous for given time interval. In this situation, automatic synchronization could be restarted or systems manually synchronized without time restriction.

It is recommended that, developing a SCADA system containing single line diagram of the plant, enables operator to select synchronization point and perform automatic and manual synchronization with full alarm management. But a mimic panel that has command functions and basic alarm indicators, is also enough for operator to perform synchronization.

1. GİRİŞ

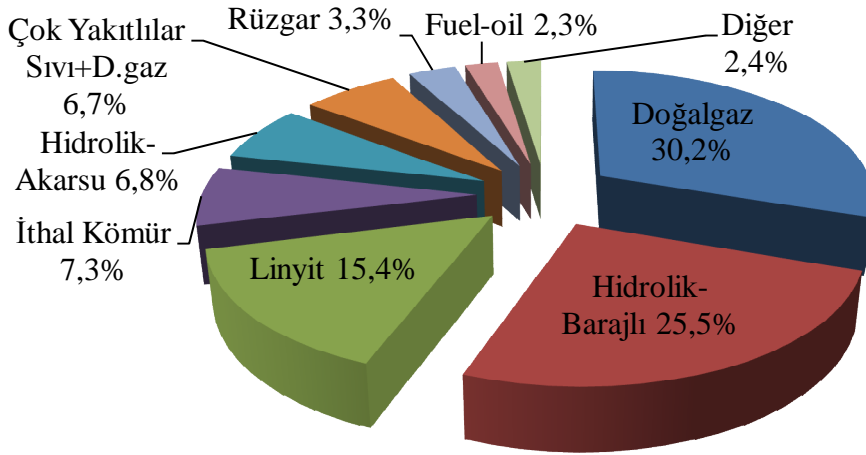
Elektrik enerjisine olan talep, her geçen gün artmaktadır. Bu talep, elektrik üretim tesislerinin adedi ve çeşitliliğinin artmasını beraberinde getirmektedir. EPDK verilerine göre Türkiye’de 2009 yılında elektrik enerjisi tüketimi 194.074 GWh iken, 2010 yılında %8,4’lük artışla 210.434 GWh’e yükselmiştir. Buna paralel olarak 2009 yılında 194.813 GWh olan elektrik üretimi 2010 yılında %7,9’luk bir artış göstererek 210.182 GWh olmuştur. Benzer artış 2010 – 2011 yılları arasında da gözlenmiş olup, elektrik tüketimi %9’luk artışla 229.319 GWh, elektrik üretimi ise, %9,1’lik artışla 229.395 GWh olarak ölçülmüştür [1]. 2022 yılı için öngörülen elektrik talebi ise 453.560 GWh’tir [2]. Elektrik tüketimindeki bu istikrarlı artış, yeni santral yatırımlarını beraberinde getirmektedir.

Elektrik üretim santralleri kaynaklara göre çeşitlilik göstermektedir. Türkiye’de 2011 yılına ait üretimin kaynaklara göre dağılımı Şekil 1.1’de gösterilmiştir.



Şekil 1.1 : 2011 yılına ait elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı [1].

Türkiye’de elektrik enerjisi üretiminde doğalgazın ağırlığı görülmektedir. Kurulu gücün yakıt türlerine göre dağılımı ise Şekil 1.2’de görülebilir.



Şekil 1.2 : Kurulu gücün yakıtlara göre dağılımı [1].

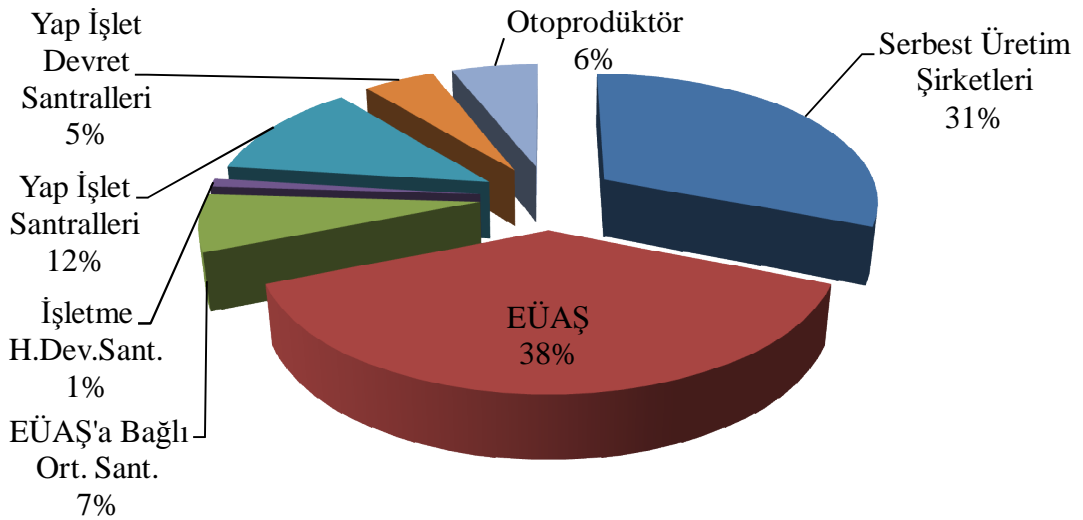
Elektrik santrallerinde, elektrik üretimi generatör ismi verilen, mekanik enerjiyi elektrik enerjisine çeviren makineler ile sağlanmaktadır. Bir elektrik üretim tesisinde ekonomik ve güvenlik gibi sebeplerden dolayı çok sayıda generatör bulunmaktadır. Generatörler, en yüksek verimi ürettikleri çalışma gücü değerinde sağlamaktadır. Elektrik talebinin saatlik bazda dahi değişiklik gösterdiği göz önünde bulundurulduğunda, tüm elektriksel yükün tek generatör üzerinde bulunması, talep azaldığında generatörün veriminin düşmesine sebep olmaktadır. Ayrıca santralde tek generatör bulunması, olası bir arıza veya bakım durumunda elektrik sürekliliğinde ve kalitesinde kayıplara neden olmaktadır. Bu yüzden elektrik santrallerinde birden fazla generatör birbirlerine paralel olarak bağlanarak, yüksek verim ile arızalara karşı toleranslı olarak çalıştırılmaktadır.

Alternatif akım kaynaklarının paralel olarak birbirine bağlanması için genlik, frekans, faz açısı, dalga şekli ve faz sırası gibi elektriksel karakteristiklerinin birbiri ile aynı olması gerekmektedir. Talebin artması durumunda, devreye girecek olan generatör, sisteme paralel olarak bağlanmadan önce belirtilen elektriksel özellikler açısından sistem ile eşdeğer hale getirilmelidir. Bu işlem senkronizasyon olarak adlandırılmaktadır.

Elektrik üretim tesislerinde senkronizasyon, yakın geçmişe kadar operatörler tarafından manuel olarak yapılmaktaydı. Günümüzde ise, teknolojinin ilerlermesi ile, otomatik paralelleme cihazları ve sayısal koruma röleleri kullanılarak otomatik, daha güvenli ve hızlı bir şekilde senkronizasyon yapılabilmektedir.

Sadece elektrik üretimine dayalı tesislerde, otomatik paralelleme cihazları ile senkronizasyon problemi çözülebilmektedir. Ancak özellikle ihtiyacı olan elektrik enerjisinin tamamını veya bir kısmını kendisi üreten, fazla ürettiğinde de bunu kamuya satan ve otoprodüktör olarak adlandırılan tesislerde, elektrik şebekesinin karmaşıklığı tek başına otomatik senkronizasyon cihazları ile çözüm üretilmesini engellemektedir. Bu tesislerde otomatik paralelleme cihazları ile birlikte senkronizasyon kontrolörleri de kullanılmaktadır. Senkronizasyon kontrolörleri ile dinamik şebeke konfigürasyonu incelenerek, otomatik paralelleme cihazı yönlendirilmektedir.

Şekil 1.3'te 2011 yılı için Türkiye'deki kurulu gücün yaklaşık %6'sının otoprodüktörler tarafından sağlandığı görülmektedir. Bu oran toplam 52.911 MW kurulu güce sahip Türkiye için 3.018 MW'a karşılık gelmektedir [1].



Şekil 1.3 : Türkiye'de kurulu gücün kuruluşlara göre dağılımı [1].

Türkiye'deki bazı otoprodüktör kuruluşlar, Çizelge 1.1'de gösterilmektedir.

Çizelge 1.1 : Türkiye'deki bazı otoprodüktörler ve kurulu güçleri [2].

Yakıt Tipi	Santral Adı	Kurulu Güç (MW)
Fuel-Oil	Aliğa PETKİM	222,0
Fuel-Oil	Erdemir	127,4
Fuel-Oil	TÜPRAŞ (İzmit)	85,0
İthal Kömür	Çolakoğlu-2	190,0
Taş Kömürü	İSDEMİR	220,4
Doğal Gaz	Denizli Çimento	14,0
Doğal Gaz	Erdemir	117,6
Doğal Gaz	Kale Seramik	21,6
Doğal Gaz	TÜPRAŞ Aliğa	24,7
Biogaz	Bandırma Asit	11,5
RES	SUNJÜT	1,2
Barajlı	Oymapınar	540,0
Akarsu	Molu	3,4

1.1 Literatür Özeti

Generatörlerin otomatik senkronizasyonu hakkında literatürde birçok çalışma mevcuttur. Bu çalışmaların çoğu genellikle frekans, gerilim ve faz açısı ölçümü üzerine yoğunlaşmış olup, mikrodenetleyici tabanlı otomatik senkronizasyon cihazlarının tasarımı amaçlanmıştır. 1990 yılında Evans 37.5-MVA gücündeki buhar türbini için bir senkronizasyon kontrol rölesi ve bir mikrodenetleyici ile manuel/otomatik senkronizasyon sistemi tasarımı yapmıştır [3]. 1991'de Malik, Hope, Hancock, Zhaohui, Luqing, Shouping bir su türbininin frekansını sayısal karşılaştırıcılar ve frekans bölücüler ile ölçüp, generatör governörünün dönüş hızını mikrodenetleyiciler ile kontrol etmişlerdir [4]. Gorecki, Szmajda ve Mroczka hastahanelerde enerji kalitesinin ölçümü ile ilgili çalışmışlar ve DSP tabanlı adaptif ölçüm ve senkronizasyon sistemi tasarlamışlardır [5]. Guoqiang ve Renmu 2004'te generatör dengeleme komutları üreten, DSP tabanlı bulanık senkronizasyon kontrolörü çalışması yapmışlardır [6]. Bekiroğlu ve Bayrak PIC serisi mikrodenetleyici ile faz, frekans ve genlik ölçümü yaparak, bir otomatik senkronizasyon kontrolörü tasarlamışlardır [7]. 2009 yılında Zhang, Dang, Jiang ve Chai elektriksel karakteristiğinin PIC mikrodenetleyicileri ile ölçüldüğü, dengeleme komutlarının ise FPGA ile sağlandığı otomatik paralelleme cihazı üzerinde çalışmışlardır [8]. Özdemir ve Orhan dalga şekillendirici analog bir devre ile gerilim ve frekans ölçümü yapıp, PLC aracılığı ile generatör kumanda eden bir otomatik paralelleme cihazı çalışması yapmıştır [9]. 2010 yılında Thompson birden fazla generatörün otomatik senkronizasyonu ile ilgili bir çalışma yapmıştır [10]. Seeley,

Craig ve Rainey kompleks elektrik tesislerinde her senkronizasyon noktasına bağımsız bir senkronizasyon cihazı kullanılmasındansa, senkrofazör cihazları ile her senkron noktadan gerçek zamanlı gerilim, frekans ve faz açısı bilgilerinin alınarak generatörlerin kumanda edildiği bir ağ yapısı üzerinde çalışmışlardır [11].

Tez çalışmasının kontrolör tasarımı bölümünde kullanılan ayırık olay sistem yaklaşımı literatürde birçok çalışmada uygulanmış olmakla birlikte, senkronizasyon alanında kullanımına rastlanmamıştır.

1.2 Tezin Bölümleri

Karmaşık şebeke yapısına sahip elektrik üretim tesislerinde otomatik senkronizasyon sistemi tasarımı çözümünün önerildiği bu tez çalışması, dört bölümden meydana gelmektedir. Tez çalışmasının içeriği aşağıda özetlenmiştir.

Tez çalışmasının Birinci Bölüm'ü giriş niteliğinde olup, Türkiye'deki elektrik üretim tesisleri hakkında kısa bilgiler içermektedir. Elektrik üretim tesislerinde senkronizasyon sisteminin neden bulunması gerektiği, tesis tipine göre nasıl bir senkronizasyon çözümü uygulanabileceği ve günümüze kadar senkronizasyon ile ilgili yapılan çalışmalar özetlenmiştir.

İkinci Bölüm'de senkronizasyon şartları ve senkronizasyon yöntemleri açıklanmıştır.

Üçüncü Bölüm, örnek şebeke yapısı verilen karmaşık bir tesis için senkronizasyon sistemi tasarımının anlatılmış olduğu bölümdür. Senkronizasyon güvenlik fonksiyonlarının ve dinamik şebeke konfigürasyonunun belirlenmesi bu bölümde açıklanmıştır.

Sonuç ve önerilerin yer aldığı Dördüncü Bölüm'de, tasarımı yapılan senkronizasyon sisteminin gerçekleştirilebilirliği tartışılmıştır. Tasarımda kullanılan tekniklerin, başka hangi tip uygulamalarda kullanılabileceğine dair öneriler de yer almaktadır.

2. SENKRONİZASYON

Farklı alternatif akım kaynaklarında üretilen gerilimin genliğinin, frekansının ve faz açısının aynı olma durumuna senkron olma durumu, kaynakların bu değişkenler bazında birbiri ile eşit duruma getirilme işine senkronizasyon veya paralelleme adı verilir. Parallelleme işlemi yapılırken dikkatli olunmalı ve senkronizasyon şartları yerine getirilmeden generatör paralel operasyona alınmamalıdır.

2.1 Senkronizasyon Şartları

İki elektriksel sistemin paralel olarak bağlanması için gerekli şartlar aşağıdaki gibi sıralanabilir.

- Faz sıralaları aynı olmalıdır.
- Üretilen gerilimin dalga şekilleri aynı veya benzer olmalıdır.
- Gerilimlerin etkin değerleri birbirine eşit olmalıdır.
- Frekansları birbirine eşit olmalıdır.
- Faz açıları birbirine eşit olmalıdır.

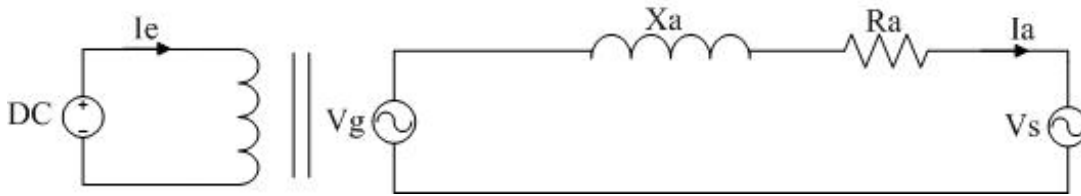
Faz sıraları tesis ve ekipmanlar devreye alınırken belirlenir ve buna göre tüm tesisin bağlantısı yapılır. Dolayısıyla senkronizasyon sisteminin doğru çalıştığından emin olunup, sistem devreye alındıktan sonra tekrar kontrol edilmesine gerek yoktur. Üretilen gerilimin dalga şekilleri ise, doğrudan generatörlerin üretimi ile alakalı olup, herhangi bir değişiklik yapılması mümkün değildir. Ancak diğer şartlar olan hat gerilimleri, frekans ve faz açısı her senkronlama işlemi öncesinde kontrol edilip, IEEE C50.12 [12] ve IEEE C50.13 [13] standartlarına göre kaynaklar paralel operasyona alınır. Çıkık kutuplu ve silindirik rotorlu generatörlere göre belirlenen bu standartlara göre senkronizasyon limitleri:

- Gerilim farkı : %0 - %+5,
- Frekans farkı : $\pm 0.067\text{Hz}$,
- Faz açıları arasındaki fark : $\% \pm 10$

olarak belirlenmiştir.

2.2 Hatalı Senkronizasyonun Sonuçları

Generatörler, gerilim eşitliği sağlanmadan paralel olarak bağlandığında sistemden generatöre veya generatörden sisteme doğru dengeleme akımları oluşur [9]. Şekil 2.1'deki generatör eşdeğer devresi incelendiğinde generatör geriliminin (V_g) şebeke geriliminden (V_s) yüksek olması durumunda endüviden geçen akımın (I_a) artması ve şebekeye reaktif akım vermesi beklenir. Bu akım endüvi direnci üzerinde ısıya dönüşerek termik zorlanmalara sebep olur. Generatör geriliminin şebeke geriliminden düşük olması durumunda ise, generatör şebekeden reaktif akım çeker ve ters yönde akan bu akım generatörde yine termik ve dinamik zorlanmalara neden olur.



Şekil 2.1 : Generatör eşdeğer devresi.

Faz açılarının eşitliği sağlanmadan generatörlerin birbirine veya sisteme bağlanması durumunda gerilimlerin mutlak değerleri eşit dahi olsa aralarındaki faz farkından dolayı dengeleme akımları meydana gelir. Bu dengeleme akımları generatör milinin kırılması da dahil olmak üzere çeşitli termik ve dinamik zorlanmalara sebep olabilir.

Senkron makina olan generatörler paralel operasyona alındıklarında tek bir makina gibi davranır ve yükü paylaşırlar [10]. Paralel bağlı kaynaklar arasında frekans farkı olduğunda, generatörler bu farkı kapatacak şekilde daha hızlı veya daha yavaş dönmeye çalışır. Bu durum hızlı dönen generatörde frenlemeye, yavaş dönen generatörde ise hızlanmaya neden olur ve mekanik problemler oluşturur.

Hatalı senkronlama işlemi sonucunda mekanik arızalar meydana geldiği gibi sistemin elektrik kalitesinde de sorunlar oluşturur. Özellikle generatör gücüne göre düşük bir güç ile beslenen sistem ile paralel operasyona alınan generatörün, sistemde büyük salınımlara neden olmasının yanı sıra, reaktif güç üretmesi veya tüketmesi verimi düşürür. Generatör uyarım devresi manuel modda iken sistemden daha düşük bir gerilime sahip generatör, elektrik şebekesinde gerilim düşümlerine sebep olur. Eğer uyarım devresi otomatik voltaj regülasyonu modunda ise, durum daha kritiktir. Sistem geriliminden daha yüksek gerilime sahip bir generatör paralel operasyona

alındığında otomatik gerilim regülatörü uyarma akımını azaltrarak generatörün veriminin düşmesine neden olur.

Hatalı senkronizasyonun generatöre zarar vermesinin önüne geçmek amacıyla sayısal koruma röleleri kullanılır. Bu röleler; ters güç, düşük uyartım ve düşük / yüksek frekans gibi koruma fonksiyonlarına sahiptir. Olası bir hatalı senkronizasyon işleminde koruma rölesi generatör kesicisine açma komutu göndererek generatörü sistemden ayırır. Bu işlem yükleri besleyen generatörde gerçekleştiğinde sistemin enerjisiz kalmasına neden olur.

2.3 Senkronizasyon Yöntemleri

Senkronlama işlemi, paralel operasyona alınacak generatörün kumanda edilme şekline göre iki şekilde yapılabilir. Generatöre frekans ve gerilimi ayarlamak üzere kumanda işaretinin bir operatör aracılığı ile gönderilip, paralelleme kesicisinin yine operatör tarafından kapatılması manuel senkronlama, generatör kumanda sinyallerinin paralelleme cihazı tarafından üretilip, paralelleme kesicisinin otomatik olarak kapatılması ise otomatik senkronlama olarak adlandırılır.

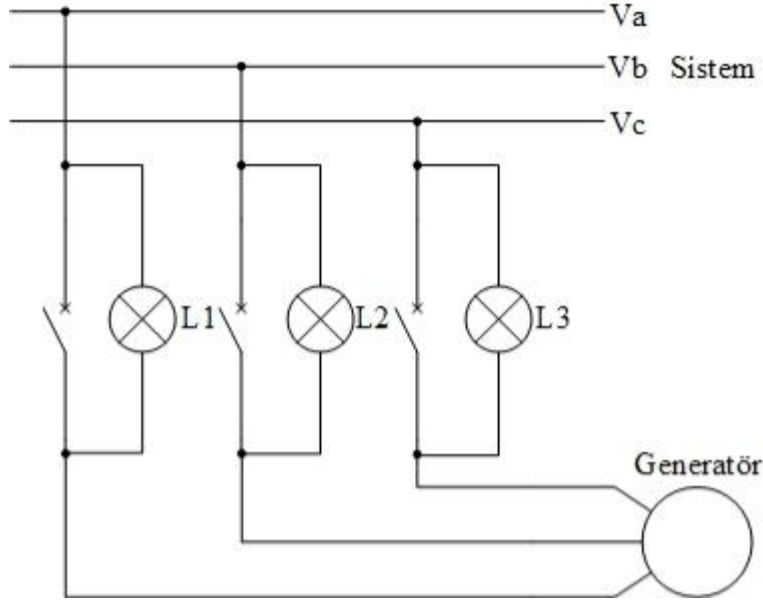
Otomatik senkronizasyon operatör kaynaklı hatalı senkronlamanın önüne geçmesinin yanı sıra sistemin daha yumuşak bir şekilde paralel operasyona alınmasına olanak tanır. Ancak sistem güvenliği ve yedeklenebilirliği açısından sağlıklı bir senkronizasyon sistemi hem otomatik hem de manuel senkronizasyonu bir arada bulundurmalıdır.

2.3.1 Manuel senkronizasyon

Manuel senkronizasyon işlemi gerçekleştirilirken sistem bir operatör tarafından gözlemlenerek, generatör kumanda edilir. Operatör, generatörün sistemle senkron hale geldiğini çeşitli yöntemler ile gözlemleyerek senkronizasyon kesicisine kapatma komutu gönderir.

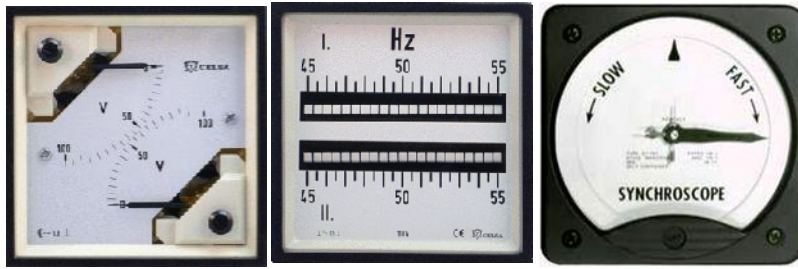
Senkronizasyon lambaları iki kaynağın senkron olup olmadığını ölçmek için geliştirilen ilk ve en basit yöntemdir. Sistem fazları ile paralel operasyona alınacak generatörün fazları arasında paralel olarak yerleştirilen lambalar, her iki taraftaki gerilimin genliği, frekansı ve faz açılarının birbirine eşit olduğu anda söner. Operatör buna göre generatörü kumanda ederek lambaların sönmesini sağlar. Generatörü

sisteme bağlayan kesicinin kapatma süresi kadar lambalar sönmüş durumda kaldığında bu kesici kapatılır ve senkronlama işlemi sonlandırılmış olunur. Şekil 2.2’de üç fazlı bir sistem için senkronizasyon lambaları gösterilmiştir.



Şekil 2.2 : Senkronizasyon lambaları.

Sistemin senkron olup olmadığını ölçmenin bir başka yolu ise çift voltmetre, çift frekansmetre ve senkronoskopdur. Bu yöntemde sistem ve generatör tarafındaki gerilimleri ve frekansları gösteren bir voltmetre ve frekansmetre vardır. Fazlar arasındaki fark ise, senkronoskop isimli göstergede gösterilir. Şekil 2.3’de çift voltmetre, çift frekansmetre ve senkronoskop gösterilmiştir.



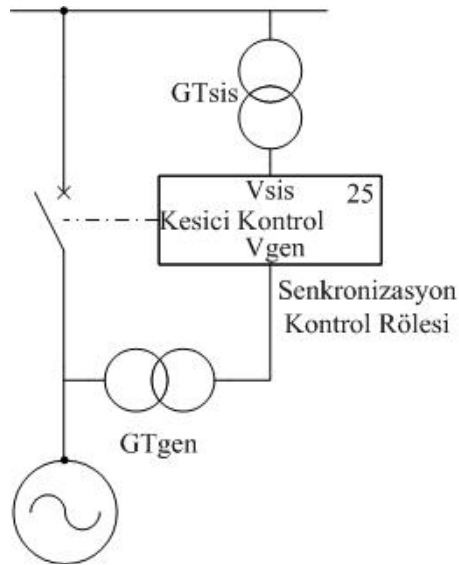
Şekil 2.3 : Çift Voltmetre [14], Çift Frekansmetre [15] ve Senkronoskop [16].

Generatör ve sistem tarafındaki gerilim ve frekansların eşitliği kontrol edildikten sonra senkronoskop gözlemlenir. Eğer senkronoskop saat yönünde dönüyorsa generatör tarafındaki gerilimin fazı sistem tarafındaki gerilimin fazından daha önde, saat yönünün tersinde dönüyorsa generatör tarafının fazı sistem tarafından daha geridedir demektir. Buna göre saat yönüne göre onikiyi gösteren noktada her iki

tarafındaki faz açıları eşittir ve sistem faz açıları bakımından senkron dur. Her üç indikatörde senkronizasyon için gerekli şartların sağlandığı gözlemlendiğinde operatör tarafından generatör kesicisine kapatma komutu gönderilir.

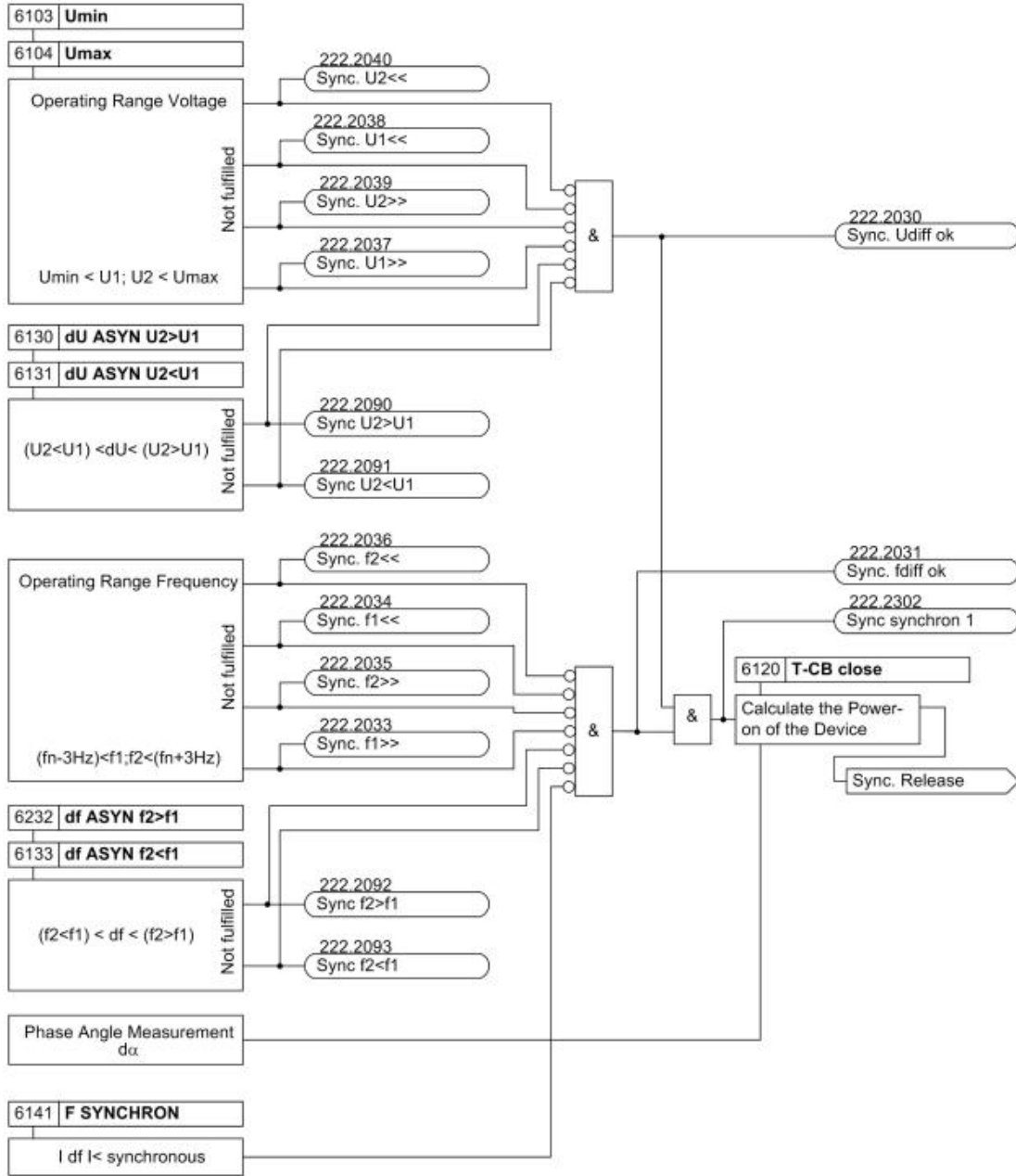
Teknolojinin gelişmesi ile sayısal koruma rölelerine sistemlerin senkron olup olmadığını kontrol eden, senkronizasyon kontrol fonksiyonu eklenmiştir. Koruma röleleri, akım ve gerilim trafoları ile sistemden aldığı akım, gerilim bilgisi ile olası bir arıza anında kontrol ettiği kesiciye açma komutu göndererek, arızayı sistemden ayırır. Böylelikle, sistemdeki arızanın yayılması önlenerek, elektrik ekipmanları korunur.

Senkronizasyon kontrol fonksiyonuna sahip röleler, mevcut gerilim girişinin yanı sıra ikinci bir gerilim girişine sahiptir. Koruma rölesi her iki girişindeki gerilimlerin genlik, frekans ve faz açılarını kontrol ederek, kendisine gelen kesici kapatma komutunu sadece sistem senkron durumdayken kontrol ettiği kesiciye uygulamak üzere özelleştirilmiştir. Şekil 2.4’de bir senkronizasyon kontrol rölesinin blok diyagramı gösterilmiştir. ANSI standartlarına göre senkronizasyon kontrol fonksiyonunun koruma kodu “25”dir.



Şekil 2.4 : Senkronizasyon kontrol fonksiyonu blok diyagramı.

Şekil 2.5’te ise, senkronizasyon kontrol fonksiyonuna sahip örnek bir sayısal kontrol rölesi için lojik diyagram gösterilmiştir. Kullanıcı tarafından değiştirilebilir parametreler koyu renk ile ifade edilmiştir.



Şekil 2.5 : Senkronizasyon kontrol fonksiyonu lojik diyagramı [17].

Lojik diyagramda birincil gerilim girişi için gerilim “U1”, frekans “f1” ikinci gerilim girişi için gerilim “U2”, frekans “f2” olarak gösterilmiştir.

Gerilim eşitliğinin kontrolü için öncelikle çalışma aralığı “Umin” ve “Umax” parametreleri ile belirlenir. Gerilimlerin bu çalışma aralığının dışında olması “Sync U[x] <<” ve “Sync U[x] >>” değişkenleri ile ifade edilmiştir. Gerilim farkının doğru bir senkronizasyon için izin verilen aralığın dışında olması ise “Sync. U2>U1” ve “Sync.U2<U1” değişkenlerine atanmıştır. Doğru senkronizasyon için izin verilen gerilim aralığı “dU ASYN U2<U1” ve “dU ASYN U1<U2” parametreleri ile kullanıcı tarafından ayarlanabilir. Ölçülen gerilimlerin çalışma aralığı dışında

olmaması ile gerilim farkının izin verilen bantta yer almaması şartları lojik ve kapısı ile birleştirilerek, gerilim eşitliği şartının sağlandığı kararı verilmiştir.

Aynı lojik frekans için de uygulanarak frekans eşitliği şartının sağlanıp sağlanmadığı ölçülmüştür. Ayrıca sistemlerin frekans açısından senkron olup olmadıklarına karar vermek için “F SYNCHRON” isimli bir eşik parametresi mevcuttur.

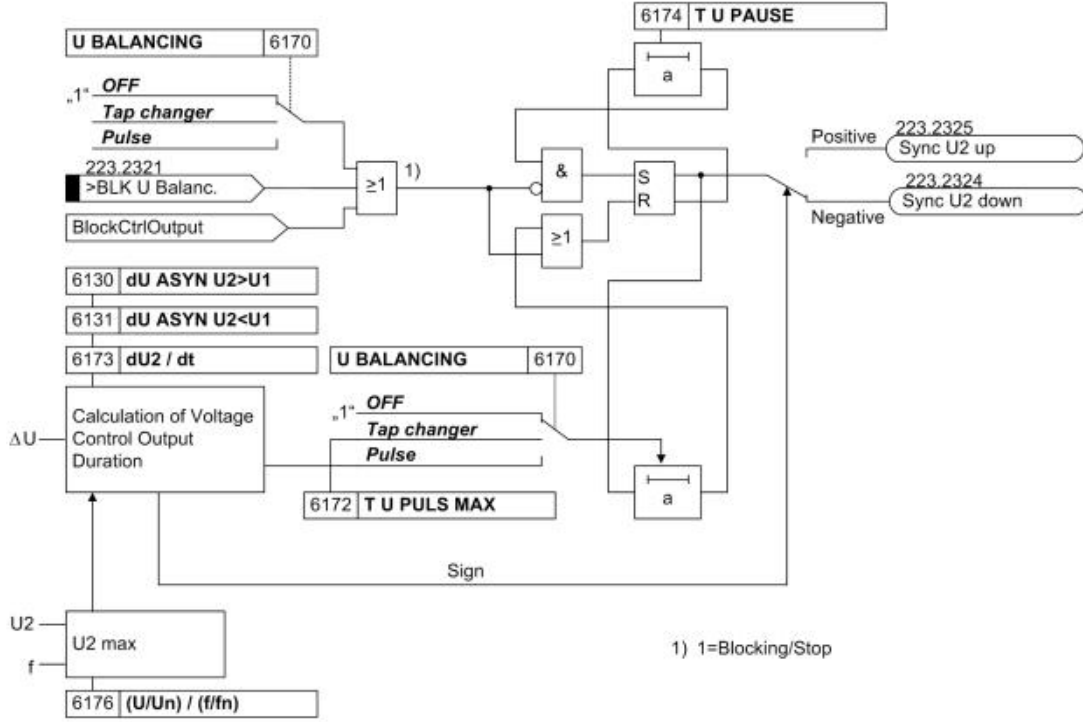
Gerilim ve frekans eşitliği şartları sağlandıktan sonra sistem devamlı olarak kontrol ettiği faz açıları arasındaki farkın sıfır olduğu anda ilgili kesiciye kapatma izni verir. Burada kesici kapatma süresinden kaynaklı faz açısındaki kaymayı önlemek için “T-CB close” isimli parametre ile kesici kapatma süresi girilebilir. Bu durumda röle sistemlerin faz açıları arasındaki fark sıfıra eşit olma anından kesici kapatma süresi kadar önce kapatma izni vererek, yumuşak bir senkronizasyon gerçekleştirecektir.

Senkronizasyon kontrol röleleri generatör kumandası konusunda operatöre bilgi vermez. Ancak operatör tarafından gönderilen kapatma komutunu kontrol ettiğinden sistemin senkron şartları sağlanmadan paralel operasyona alınmasını engeller. Operatör sistemin senkron hale gelmesini bekleyebilir veya senkronoskop aracılığı ile generatörü kumanda edip senkronlama yapabilir.

2.3.2 Otomatik senkronizasyon

Otomatik senkronlamada otomatik paralelleme cihazları kullanılır. Bu cihazlarda senkronizasyon kontrol fonksiyonu ile birlikte generatöre kontrol sinyalleri gönderen dengeleme fonksiyonu da vardır. Parallelleme cihazı sistem tarafındaki ve generatör tarafındaki gerilimi izleyerek, generatöre frekans ve genlik için arttır / azalt darbe sinyalleri üretir. Sistem senkron hale geldiğinde ise generatör kesicisine kapatma komutu göndererek senkronlama işlemini sonuçlandırır. Otomatik senkronlamada operatörün rolü sadece senkronlamayı başlatmaktır.

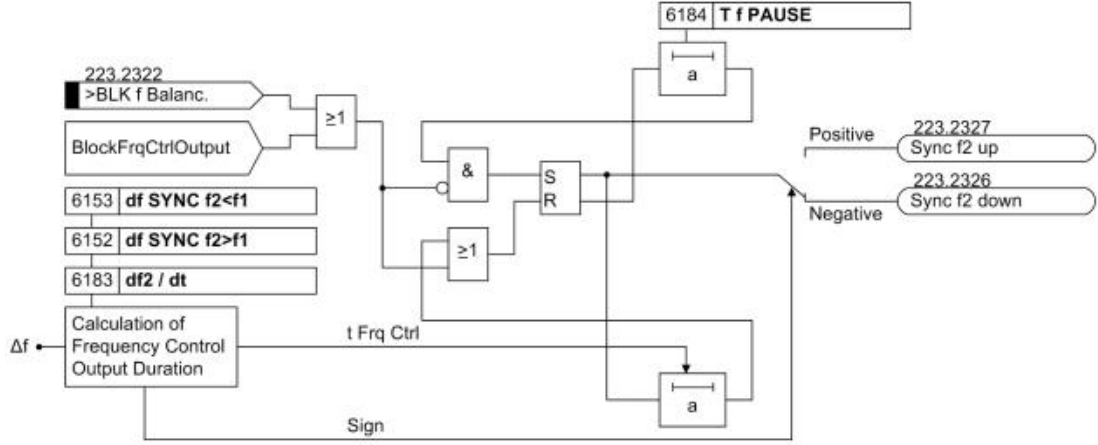
Senkronizasyon cihazı senkronlama yaparken sahip olduğu gerilim girişlerinden birincil olanı referans olarak kabul ederek, diğer girişte bulunan generatöre dengeleme komutları gönderir. Şekil 2.6’da örnek senkronizasyon cihazı için gerilim dengeleme fonksiyonu lojik diyagramı gösterilmiştir. Bu örnek cihaz için referans girişi U1, dengeleme komutlarının gönderildiği generatör U2 olarak kabul edilmiştir.



Şekil 2.6 : Gerilim dengeleme lojik diyagramı [17].

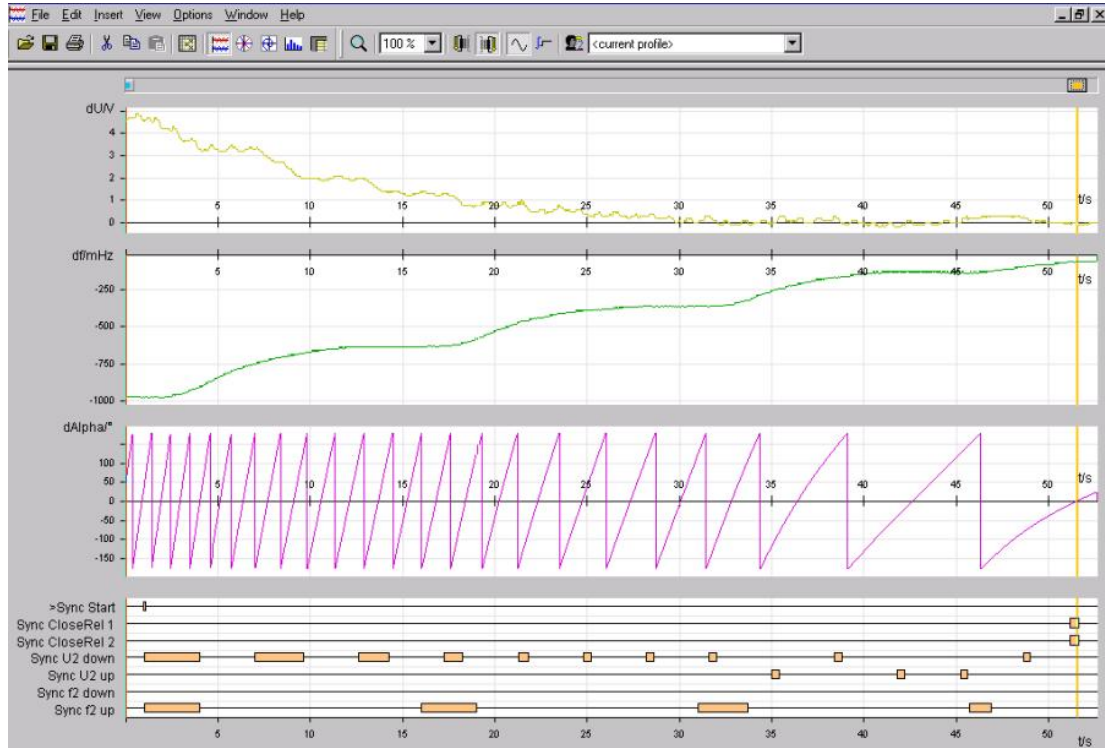
Verilen örnek paralelleme cihazı için gerilim dengeleme fonksiyonu devredışı bırakılabilir. Ayrıca dengeleme işlemi generatöre darbe sinyalleri gönderilerek veya bir trafo ile trafonun kademe ayarı değiştirilerek yapılabilir. Lojik diyagramda bu seçim “U BALANCING” parametresi ile gösterilmiştir. “dU ASYN U2>U1” ve “dU ASYN U2<U1” parametreleri ile belirlenen izin verilen senkronlama bölgesi ve generatör kontrolörünün gerilim arttırma komutuna generatörün verdiği tepkinin girildiği “dU2/dt” parametresi ile uygulanacak darbe sinyalinin süresi ve işareti belirlenir. Ayrıca generatörün aşırı uyartım ile hasar görmesini engellemek için “(U/Un) / (f/fn)” parametresi ile elde edilebilecek maksimum U2 gerilimi hesaplanır.

Gerilim dengelemesi için kullanılan lojik, frekans dengeleme komutları için de kullanılmıştır. Aralarındaki tek fark, frekans dengeleme lojiğinin, dengeleme işlemi sadece darbe sinyalleri ile yapıyor olmasıdır. Uygulanacak darbe işaretinin uzunluğu, iki sistem arasındaki frekans farkına göre oransal olarak belirlenir. Şekil 2.7’de örnek frekans dengeleme lojiği gösterilmiştir.



Şekil 2.7 : Frekans dengeleme lojigi [17].

Şekil 2.8’de senkronlama anına ait gerilim farkı, frekans farkı, faz açısı farkı ve dengeleme komutları grafikleri birarada gösterilmiştir.

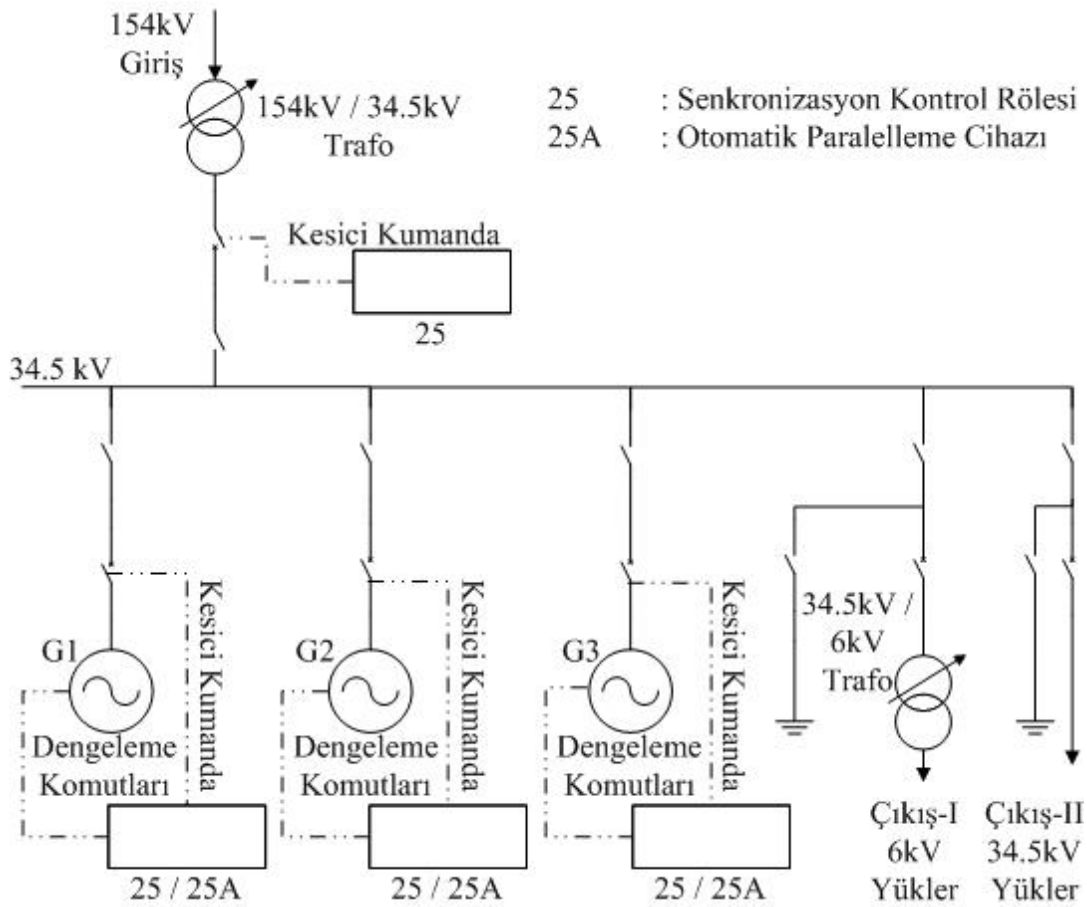


Şekil 2.8 : Senkronlama anına ait ölçüm sonuçları [17].

Senkronizasyon başlatma komutu verildikten sonra hem gerilim farkı hem de frekans farkı senkron aralıktan çok uzakta olduklarından “T U PULS MAX” ve “T f PULS MAX” parametreleri ile belirlenen maksimum uzunlukta darbe sinyalleri paralelleme cihazı tarafından generatöre uygulanmıştır. Burada gerilim farkı pozitif olduğundan U2 için azaltma, frekans farkı negatif olduğundan f2 için arttırma yönünde kontrol işareti görülmektedir. Uygulanan darbeler arasındaki zaman farkı “T U PAUSE” ve

“T f PAUSE” parametreleri ile belirlenmiştir. Gerilim farkı ve frekans farkı senkron aralığa geldiğinde, bu farklar ile lineer olarak değişen uzunlukta darbe komutları uygulanmıştır. Frekans farkı ve gerilim farkı kapandığında paralelleme cihazı faz açısını kontrol ederek, faz açısının sıfır olduğu andan kesici kapanma süresi kadar önce kesiciye kapatma komutu göndererek senkronlamayı bitirir.

Elektrik şebeke yapısı karmaşık olmayan sistemlerde, generatörlerin senkronizasyonu senkronizasyon kontrol röleleri ve otomatik paralelleme cihazları kullanılarak yapılabilir. Şekil 2.9’de örnek bir tesis tek hat şeması üzerinden paralelleme cihazları ile sunulan çözüm gösterilmiştir.



Şekil 2.9 : Otomatik senkronlama sistemi.

Verilen örnek sistemde üç adet generatör ve bir adet sabit kaynağın birbiri ile paralel operasyona alınabilmesi mümkündür. Burada sabit kaynak elektrik iletim, dağıtım sistemi işleticilerinden satın alınan elektrik gibi düşünülebilir. Bu kaynak için senkronlama, üretim yapılan generatör kumanda edilemeyeceğinden sadece senkronizasyon kontrol fonksiyona sahip bir sayısal koruma rölesinin kullanılması

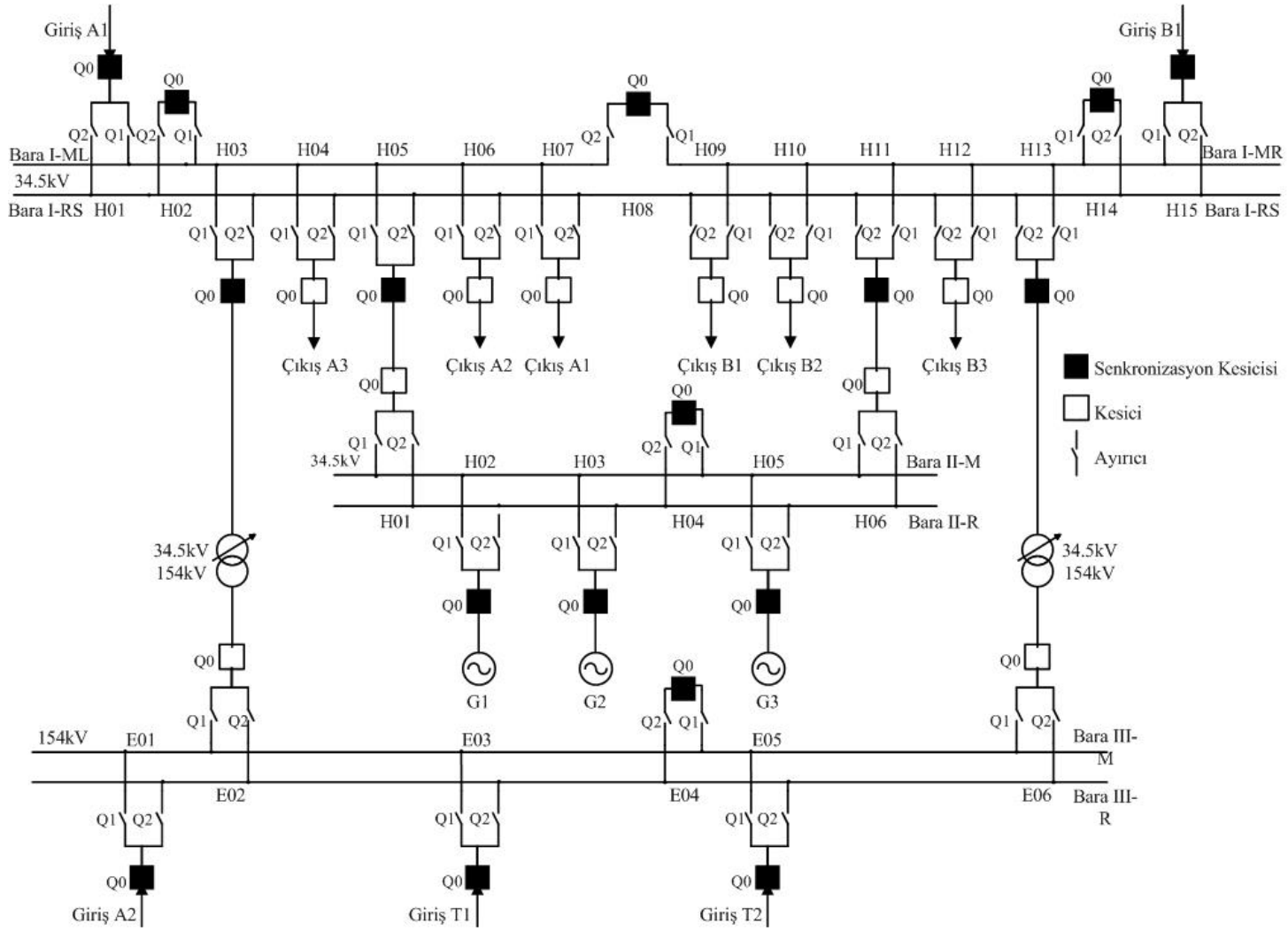
yeterlidir. Kaynak tesis ile senkron hale geldiğinde bu rölenin ilgili kesiciye kapatma izni vermesi ile sistem paralele alınır.

Tesiste bulunan üç generatör için ise birer otomatik paralelleme cihazı kullanılması öngörülmüştür. Paralele alınacak generatörün paralelleme cihazına senkronizasyon başlatma komutu verilerek, generatörün kumanda edilmesi ve sistem ile senkron hale geldiğinde kesicisinin kapatılması sağlanır.

3. SENKRONİZASYON KONTROLÖRÜ TASARIMI

Tesisteki generatör sayısı ile birlikte şebekeden satın alınan enerji gibi kumanda edilmesi mümkün olmayan diğer kaynakların sayısı arttıkça ve tesisin şebeke yapısı karmaşıklaştıkça bu cihazları kontrol edecek bir senkronizasyon kontrolörünün tasarlanması gerekir. Senkronizasyon kontrolörü şebekenin dinamik konfigürasyonunu hesaplayarak, paralelleme cihazı ve senkronizasyon kontrol rölesine gerekli bilgilerin gönderilmesini sağlar. Anlık şebeke bilgisi sayesinde hatalı senkronizasyonu engelleyerek olası arızaların önüne geçer. Kontrolör, tüm tesis için tek paralelleme cihazı kullanıldığından, üretilen dengeleme komutlarının ilgili generatöre gönderilmesinden de sorumludur. Şekil 3.1’de karmaşık şebeke yapısına sahip bir tesise ait tek hat şeması gösterilmiştir. Bu tesiste 17 farklı noktadan senkronizasyon yapılmaktadır. Yedekli üç baradan oluşan sistemde, generatörlerin bulunduğu Bara II dışındaki baralarda bulunan kesiciler üzerinden senkronlama yapılmak istendiğinde, hangi generatörlere dengeleme komutlarının gönderilmesi gerektiğinin hesaplanması gerekmektedir. Ayrıca yapılan ölçümlerin güvenilirliği, sistemin senkronizasyona uygun olup olmadığının da kontrol edilmesi gerekmektedir. Bu çalışmada bu sebeplerden dolayı Şekil 3.1’deki sistem için bir senkronizasyon kontrolörü tasarlanmıştır.

Tesisin elektrik kalitesi ve güvenliğinin sağlanması için aynı anda sadece bir noktadan senkronizasyon yapılması gerekir. Bu durum Şekil 2.9’daki her generatör için bir paralelleme cihazı öngörülen çözümün aksine tek paralelleme cihazı kullanılabilmesini de sağlar. Kontrolör, senkronizasyon yapılacak noktaya ait gerilim bilgilerini paralelleme cihazına yönlendirir, sistemin senkronlama işlemine uygun olup olmadığını kontrol eder, dinamik şebeke yapısına göre hangi generatörlere dengeleme komutlarının gönderilmesi gerektiğini belirler ve bu komutların ilgili generatör veya generatörlere iletilmesini sağlayarak, senkronizasyon sonunda sistemleri birbirine bağlayan kesiciye kapatma komutu gönderir. Ayrıca senkronizasyon işlemi süresince yapılan gerilim, frekans ve kesici, ayırıcı pozisyon ölçümlerinin doğruluğunu denetleyerek, olası bir hatalı senkronizasyonu engeller.



Şekil 3.1 : Örnek tek hat şeması.

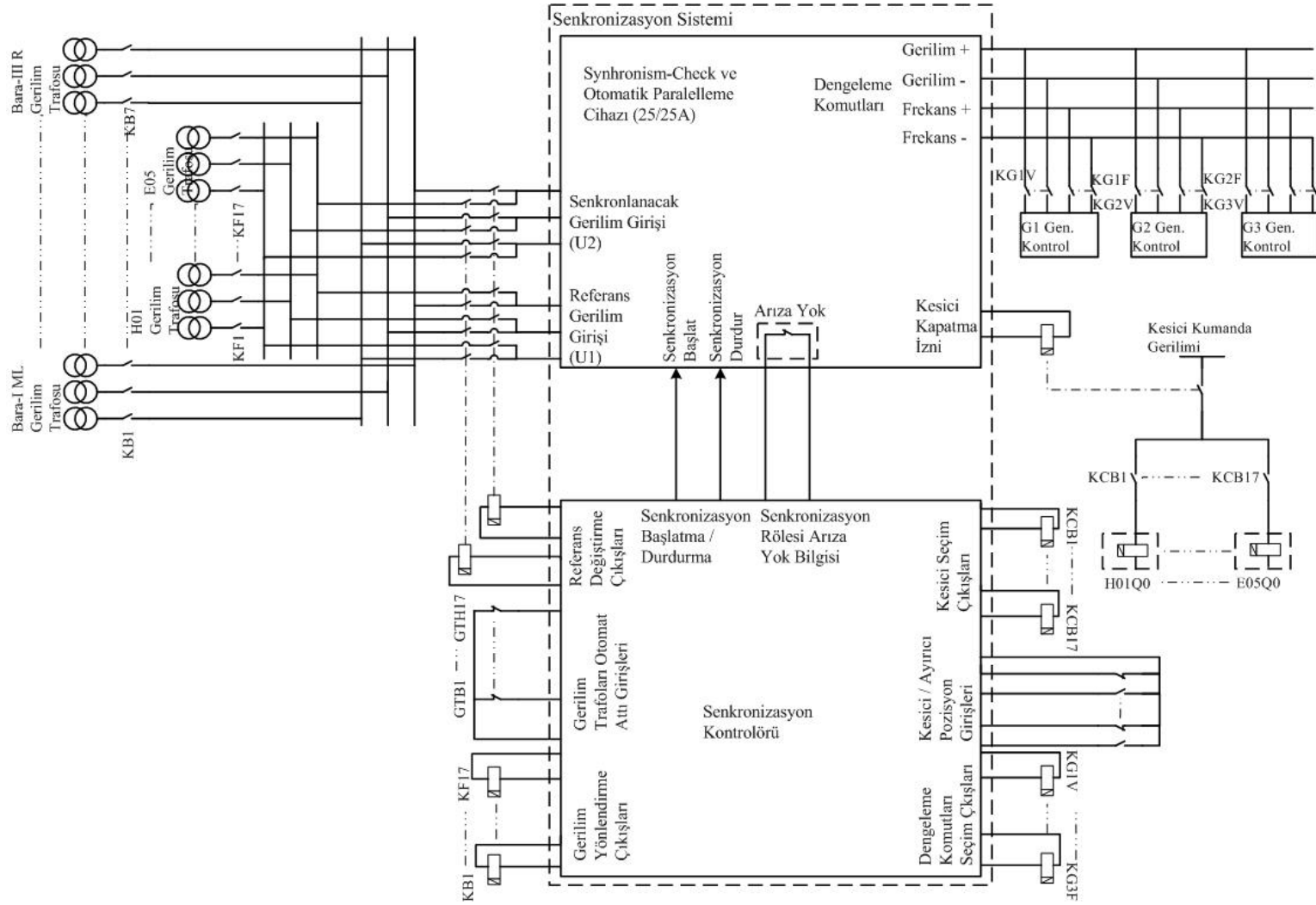
3.1 Senkronizasyon Kontrolörünün Yapısı

Senkronizasyon sisteminde bir adet paralelleme cihazı bulunduğu için, senkronlama kontrolörü, hangi kesici üzerinden senkronizasyon yapılacak ise o kesicinin her iki tarafına ait gerilim bilgilerini paralelleme cihazına yönlendirir. Kontrolör bu yönlendirme işleminden sonra, şebekenin konfigürasyonuna göre yönlendirilen gerilimlerden hangisinin referans, hangisinin senkronlanacak gerilim olacağına karar vererek, gerekirse referans giriş ile senkronizasyon yapılacak gerilim girişlerini birbiri ile yer değiştirir.

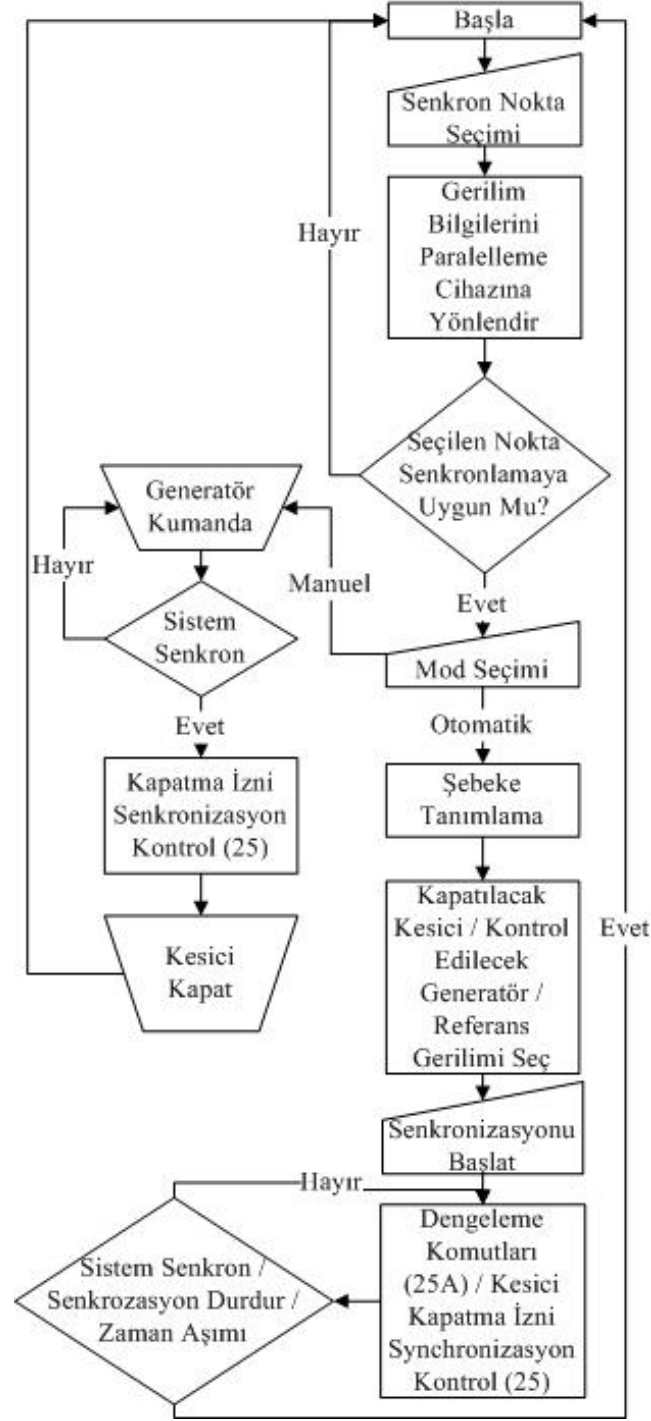
Tesiste bulunan kesici ve ayırıcıların pozisyonuna göre hesaplanan dinamik şebeke yapısına göre, hangi generatör veya generatörlere dengeleme komutu gönderileceğine senkronizasyon kontrolörü tarafından karar verildikten sonra kontrolör, bu komutların gerektiği yerlere gitmesini de sağlar. Sistem senkron duruma geldiğinde kesiciye gönderilecek kapatma komutu, paralelleme cihazı tarafından üretildikten sonra hangi kesiciye gönderileceğinin seçimi de kontrolör tarafından yapılır. Şekil 3.2’de tasarlanan senkronizasyon kontrolörünün donanımsal yapısı gösterilmiştir.

Orta ve yüksek gerilim sistemlerinde gerilim ölçümü gerilim trafoları üzerinden yapılır. Örnek verilen sistemde her senkron kesicinin alt tarafında bir adet ve kesicinin üst tarafında her bara parçası için bir adet gerilim trafosu bulunur. Senkronlama kontrolörü bu gerilim trafolarına bağlı otomatların atması durumunu da kontrol ederek, paralelleme cihazının sistemi enerjisiz kabul ederek olası bir hatalı senkronizasyon yapmasını engeller. Ayrıca senkronizasyon sisteminde bulunan paralelleme cihazının çalışıp çalışmadığı da cihazın bu fonksiyonu üzerinden kontrol edilir.

Tesisteki kesici ve ayırıcıların pozisyonlarının ölçümü, doğruluğu ve güvenilirliğini arttırmak amacı ile çift noktadan ölçülmüştür. Buna göre tesisteki her kesici ve ayırıcının hem açık olduğu pozisyonda hem de kapalı olduğu pozisyonda bulunan anahtarlar kullanılarak, pozisyon bilgileri senkronizasyon kontrolörü tarafından okunmuştur.



Şekil 3.2 : Tasarlanan senkronizasyon kontrolörü.



Şekil 3.3 : Kontrolör akış diyagramı.

Senkronizasyon sistemi otomatik senkronlama yapmak için geliştirilmiş olsa da olası bir hatada tesisin işletilememesini önlemek için manuel çalışma moduna da sahiptir. Sistem otomatik modda operatörden sadece senkronizasyon başlatma komutunu alır. Generatörlerin dengelenmesini otomatik olarak gerçekleştirerek paralelleme yapılan kesiciyi yine otomatik olarak kapatır. Manuel modda ise tüm kontrol operatördedir. Generatöre dengeleme komutları göndererek senkronlama yapar. Sistem senkron

hale geldiğinde ise, kesiciye kapatma komutu gönderir. Senkronizasyon sistemi bu modda sistemin senkronizasyona uygun olup olmadığını inceler ve senkronizasyon kontrol fonksiyonu ile senkron hale gelmeden kesicinin kapatılmasını engelleyerek, operatör kaynaklı hataları minimize eder. Şekil 3.3'de senkronizasyon sisteminin çalışmasını ifade eden akış diyagramı gösterilmiştir.

Bu çalışma modları dışında kontrolör ve paralelleme cihazından bağımsız, sadece operatör kontrolünde senkronizasyon yapılmasına olanak tanıyan bir mod daha bulunması işletme açısından önemlidir.

3.2 Tesisin Senkronizasyon İşlemine Uygunluğunun Denetlenmesi

Tesisin senkronizasyona uygun olup olmamasının denetlenmesi, senkronlama yapılacak noktadaki kesici ve ayırıcı pozisyonlarının gerektiği pozisyonda olması, pozisyon bilgilerinin senkronlama kontrolörü tarafından doğru okunması, ölçüm yapılan gerilim trafolarının otomatlarının atmamış olması ve senkronlama sistemindeki tüm cihazların arıza yapmamış olması ile yapılır.

Sistem konfigürasyonun senkronizasyona uygun olması için, senkronizasyonun başlatılacağı kesici açık pozisyonda ve kesiciyi baraya bağlayan iki ayırıcıdan en az biri kapalı pozisyonda olmak zorundadır. Kuplaj fiderleri (H02, H08, H14, H04, E04) için her iki ayırıcının da kapalı olması gerekir. İki bara arası transfer görevi gören fiderlerde (H03, H05, H11 ve H13) bu durum senkron kesicinin karşısındaki senkron olmayan fiderin (E02, H01, H06, E06) kesicisi ve ayırıcılardan en az birinin kapalı pozisyonda olmasıdır. Bu durumun lojik eşitliği,

$$KonfOK = \overline{Q_0}(Q_1 + Q_2) \quad (3.1)$$

kuplaj fiderlerinde,

$$KonfOK = \overline{Q_0}Q_1Q_2 \quad (3.2)$$

transfer fiderlerinde ise,

$$KonfOK = \overline{Q_0}(Q_1 + Q_2)Q_{20}(Q_{21} + Q_{22}) \quad (3.3)$$

olarak ifade edilebilir. Burada Q_0 , Q_1 , Q_2 senkronlamanın başlatıldığı fiderdeki kesici ve ayırıcıları, Q_{20} , Q_{21} , Q_{22} ise, transfer fiderlerinin bağlı olduğu senkron olmayan fiderin kesici ve ayırıcılarını göstermektedir.

Senkronizasyon sisteminin ölçümlerinin sağlıklı olması şartları ise paralelleme cihazının arızasının olmaması, iki noktalı olarak okunan kesici ve ayırıcı pozisyonlarının tutarlı olması, senkronlama yapılacak kesicinin bara tarafındaki ve hat tarafındaki otomatlarının atmamış olması olarak sıralanabilir. Bu şartlar;

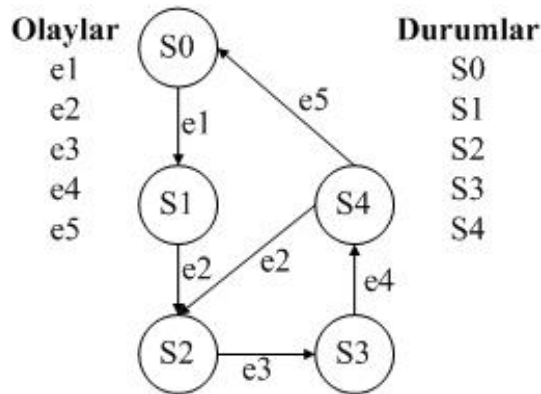
$$OlcumOK = \overline{Arıza_{25A}} \overline{Hata_{Poz.}} \overline{GTotoAttI_{bara}} \overline{GTotoAttI_{hat}} \quad (3.4)$$

şeklinde ifade edilebilir.

Sistem kritik öneme sahip olduğundan öngörülme koşullara karşı toleransa sahip olmalıdır. Bu nedenle kontrolördeki karmaşık modüller, ayırık olay sistem yaklaşımı ile modellenerek gerçekleştirilmiştir.

3.2.1 Ayırık olay sistem yaklaşımı

Ayırık olay sistem yaklaşımı, sonlu ayırık durumlar ve bu durumlar arası geçişi sağlayan sonlu olaylardan oluşan bir modelleme tekniğidir. Sistemler bu teknik ile modellenirken zaman bazlı değil, olay bazlı olarak modellenirler. Başka bir deyişle sistemin çıkış fonksiyonu zamana değil, olaylara bağlıdır. Bir olay gerçekleştiğinde, sistem bir sonlu durumdan diğer bir sonlu duruma geçer. Ayırık olay sistem yaklaşımında sistemlerin davranışı durum geçiş grafi (otomat) ile gösterilir [18]. Durum geçiş graflarında durumlar ve olaylar gösterilir. Şekil 3.4'te örnek bir durum geçiş grafi gösterilmiştir.



Şekil 3.4 : Durum geçiş grafi.

Durum geçiş fonksiyonları, durum geçiş grafiğinde yer alan durumlara getiren ve mevcut durumdan götüren olaylar gözönüne alınarak çıkartılır [18]. Örneğin şekil 3.4'teki durum geçiş grafiğindeki S2 durumu için,

$$S_2(t+T) = S_1(t).e_2 + S_4(t).e_2 + S_2(t).\bar{e}_3 \quad (3.5)$$

şeklinde yazılır. Buradaki T değişkeni bir sonraki tarama çevrimini ifade etmektedir.

Q_k herhangi bir k durumunu ifade etmek üzere

$$Q_k = Q_k(t+T) \text{ ve } q_k = Q_k(t) \quad (3.6)$$

Σ_S : Q_k durumuna getiren koşulların mantıksal toplamı,

Σ_R : Q_k durumundan çıkarılan koşulların mantıksal toplamı

olmak üzere,

$$Q_k = \Sigma_S + q_k \overline{\Sigma_R} \quad (3.7)$$

olarak yazılabilir [18]. Buna göre şekil 3.4'te verilen durum geçiş grafi için durum geçiş fonksiyonları

$$S_0 = S_4 e_5 + S_0 \bar{e}_1 + \bar{S}_1 \bar{S}_2 \bar{S}_3 \bar{S}_4 \quad (3.8)$$

$$S_1 = S_0 e_1 + S_1 \bar{e}_2 \quad (3.9)$$

$$S_2 = S_1 e_2 + S_4 e_2 + S_2 \bar{e}_3 \quad (3.10)$$

$$S_3 = S_2 e_3 + S_3 \bar{e}_4 \quad (3.11)$$

$$S_4 = S_3 e_4 + S_4 (e_2 + e_5) \quad (3.12)$$

olarak yazılır.

3.2.2 Kesici ve ayırıcı pozisyonlarının modellenmesi

Tesiste bulunan ve birer anahtarlama elemanı olan kesici ve ayırıcılar ile enerji akışı yönlendirilir. Senkronlama kontrolörü sistemde bulunan kesici ve ayırıcıların pozisyonlarını dinamik olarak inceleyerek, hangi generatör veya generatörlere dengeleme komutlarının gönderilmesi gerektiğine karar verir. Ayrıca bu pozisyon bilgileri sayesinde senkronlama yapılacak noktanın senkronlamaya uygun olup olmadığı denetlenir. Bu nedenle kesici ve ayırıcıların pozisyonlarının ölçümünün doğruluğu önem arz etmektedir.

Kesici ve ayırıcıların pozisyonları, doğruluğu arttırmak açısından genellikle iki noktadan okunur. Sistemdeki tüm kesici ve ayırıcıların hem açık hemde kapalı

Çift noktadan pozisyon okuma fonksiyonuna ilişkin çıkışlar Çizelge 3.2' deki gibidir.

Çizelge 3.2 : Çift noktadan pozisyon okuma fonksiyonu çıkışları.

Çıkışlar	Açıklamalar	Durum
C1	Devrede / Devredışı	S1
C2	Pozisyon Kontrolü Sağlıklı	$\overline{S5} \overline{S6}$
C3	Ara Pozisyon	S5
C4	Hatalı Pozisyon	S6
tStart	Ara Poz. Bastırma Süresini Başlat	S3

Durum geçiş grafindan da görülebileceği üzere, çift noktadan pozisyon okuma fonksiyonuna ait durumlar ve bu durumların etkin olayları Çizelge 3.3' de gösterilmiştir.

Çizelge 3.3 : Çift noktadan pozisyon okuma fonksiyonu durumları.

Durumlar	Açıklamalar	Etkin Olaylar
S0	Başlangıç Durumu	$xy, \overline{xy}, \overline{x\overline{y}}, \overline{\overline{xy}}$
S1	Kesici/Ayırıcı Devrede	xy, \overline{xy}
S2	Kesici/Ayırıcı Devredışı	xy, \overline{xy}
S3	Ara Pozisyon. Bastırma Süresi Başlangıcı	$\overline{xy}, x\overline{y}, tOK$
S4	Bastırma Süresi Sonunda Pozisyon Kontrolü	$xy, \overline{xy}, \overline{x\overline{y}}, \overline{\overline{xy}}$
S5	Ara Pozisyon	\overline{xy}
S6	Arızalı Pozisyon	xy

Çift noktadan pozisyon okumaya ilişkin durum geçiş fonksiyonları aşağıdaki gibi ifade edilebilir.

$$S_0 = s_5 xy + s_6 \overline{xy} + s_1 \overline{s_2} \overline{s_3} \overline{s_4} \overline{s_5} \overline{s_6} \quad (3.13)$$

$$S_1 = s_0 \overline{xy} + s_4 \overline{x\overline{y}} + s_3 \overline{x\overline{y}} + s_1 (\overline{\overline{xy}} + xy) \quad (3.14)$$

$$S_2 = s_0 \overline{x\overline{y}} + s_4 \overline{x\overline{y}} + s_3 \overline{x\overline{y}} + s_2 (\overline{\overline{xy}} + xy) \quad (3.15)$$

$$S_3 = (s_0 + s_1 + s_2)(xy + \overline{xy}) + s_3 (\overline{tOK} + \overline{x\overline{y}} + \overline{\overline{xy}}) \quad (3.16)$$

$$S_4 = s_3 tOK \quad (3.17)$$

$$S_5 = s_4 \overline{x\overline{y}} \quad (3.18)$$

$$S_6 = s_4 xy \quad (3.19)$$

Çıkış fonksiyonları

$$C_1 = s_1 \quad (3.20)$$

$$C_2 = \overline{s_5 \overline{s_6}} \quad (3.21)$$

$$C_3 = s_5 \quad (3.22)$$

$$C_4 = s_6 \quad (3.23)$$

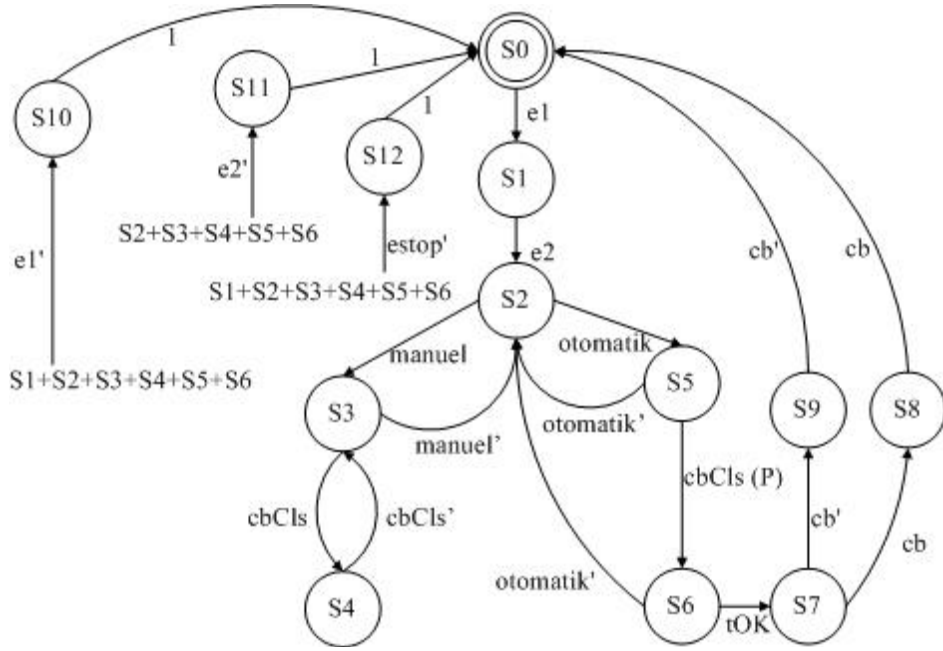
biçiminde yazılabilir. Ara pozisyon bastırma zamanlayıcısının çalışması ise,

$$tStart = s_3 \quad (3.24)$$

olarak ifade edilebilir.

3.2.3 Otomatik kesici kapatma modeli

Tasarlanan senkronizasyon sisteminde, senkronlamanın yapıldığı noktadaki kesici otomatik veya manuel olarak kapatılabilir. Manuel modda, operatör generatörü kumanda edip senkron hale getirdikten sonra kapatma komutu gönderir. Eğer senkronizasyon kontrol rölesi de sistemin senkron olduğuna karar verirse kapatma izni vererek, kesici kapatma bobinini enerjilendirir. Otomatik modda ise, operatör sadece senkronlama noktasını seçerek, senkronlamaya başlama komutu gönderir. Otomatik paralelleme cihazı generatöre dengeleme komutları göndererek sistemi senkron hale getirir. Senkronizasyon kontrol fonksiyonu da sistemin senkron olduğuna onay verirse kesici otomatik olarak kapatılır. Otomatik senkronizasyon modunda güvenlik için zaman aşımı süresi tanımlanmalıdır. Eğer paralelleme cihazı bu süre içerisinde sistemi senkron hale getiremezse senkronizasyon sonlandırılmalıdır. Şekil 3.6'da kesici kapatma fonksiyonunun ayırık olay yaklaşım modeli gösterilmiştir.



Şekil 3.6 : Kesici kapatma AOS durum geçiş grafi.

Kesici kapatma fonksiyonuna ilişkin ayrık olay sistem yaklaşımı modeli olayları Çizelge 3.4' deki gibidir.

Çizelge 3.4 : Kesici kapatma fonksiyonu AOS olayları.

Olaylar	Açıklamalar
e1	Tüm cihaz ve ölçümler sağlıklı
e2	Sistem konfigürasyonu seçilen nokta için senkronizasyona uygun
eStop	Acil Stop
manuel	Manuel senkronizasyon
otomatik	Otomatik senkronizasyon
cb	Senkronizasyon yapılan kesici devrede
cbClS	Kesici kapatma komutu
tOK	Senkronizasyon zaman aşımı süresi doldu

Tasarlanan ayrık olay sistem modeli çıkışları ve durumları ise Çizelge 3.5 ve Çizelge 3.6' da gösterilmiştir.

Çizelge 3.5 : Kesici kapatma fonksiyonu AOS çıkışları.

Çıkışlar	Açıklamalar	Durum
C1	Manuel kesici kapatma komutu	S4
C2	Otomatik senkronizasyon başlatma komutu	S6
C3	Otomatik senkronizasyon başarılı	S8
C4	Gerilim trafosu seçim çıkışı	S3, S4, S5, S6
tStart	Zaman aşımı zamanlayıcısını başlat	S6
A1	Otomatik senk. başarısız / Zaman aşımı	S9
A2	Otomatik senk. başarısız / Ölçümler sağlıklı	S10
A3	Otomatik senk. başarısız / Konfigürasyon uygun değil	S11
A4	Otomatik senk. başarısız / Acil stop	S12

Çizelge 3.6 : Kesici kapatma fonksiyonu AOS durumları.

Durumlar	Açıklamalar	Etkin Olaylar
S0	Başlangıç durumu	e_1
S1	Tüm cihaz ve ölçümler sağlıklı	$e_2, \bar{e}_1, \overline{estop}$
S2	Sistem konf. senkronizasyona uygun	manuel, otomatik, $\bar{e}_1, \bar{e}_2, \overline{estop}$
S3	Manuel mod seçildi	cbCls, $\overline{manuel}, \bar{e}_1, \bar{e}_2, \overline{estop}$
S4	Manuel kesici kapatma	cbCls, $\bar{e}_1, \bar{e}_2, \overline{estop}$
S5	Otomatik mod seçildi	cbCls(P), $\overline{otomatik}, \bar{e}_1, \bar{e}_2, \overline{estop}$
S6	Otomatik senkronizasyon başlatma	tOK, $\overline{otomatik}, \bar{e}_1, \bar{e}_2, \overline{estop}$
S7	Otomatik senk. zaman aşımı sonu	cb, \bar{cb}
S8	Kesici kapandı / Senk. başarılı	cb
S9	Kesici kapanmadı / Senk. başarısız	\bar{cb}
S10	Ölçümler sağlıklı / Senk. durdur	1
S11	Konf. uygun değil / Senk. durdur	1
S12	Acil Stop / Senk. durdur	1

Kesici kapatmaya ilişkin durum geçiş fonksiyonları, durum geçiş grafindan yararlanılarak aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$S_0 = s_8 cb + s_9 \bar{cb} + s_{10} + s_{11} + s_{12} + \overline{s_1 \bar{s}_2 \bar{s}_3 \bar{s}_4 \bar{s}_5 \bar{s}_6 \bar{s}_7 \bar{s}_8 \bar{s}_9} + s_0 \bar{e}_1 \quad (3.25)$$

$$S_1 = s_0 e_1 + s_1 (\bar{e}_1 + e_2 + \overline{estop}) \quad (3.26)$$

$$S_2 = s_1 e_2 + s_3 \overline{manuel} + s_5 \overline{otomatik} + s_6 \overline{otomatik} + s_2 (\overline{manuel + otomatik + \bar{e}_1 + \bar{e}_2 + \overline{estop}}) \quad (3.27)$$

$$S_3 = s_2 \overline{manuel} + s_4 \overline{cbCls} + s_3 (\overline{manuel + cbCls + \bar{e}_1 + \bar{e}_2 + \overline{estop}}) \quad (3.28)$$

$$S_4 = s_3 \overline{cbCls} + s_4 (\overline{cbCls + \bar{e}_1 + \bar{e}_2 + \overline{estop}}) \quad (3.29)$$

$$S_5 = s_2 \overline{oto} + s_5 (\overline{cbCls(P) + otomatik + \bar{e}_1 + \bar{e}_2 + \overline{estop}}) \quad (3.30)$$

$$S_6 = s_5 \overline{cbCls(P)} + s_6 (\overline{tOK + otomatik + \bar{e}_1 + \bar{e}_2 + \overline{estop}}) \quad (3.31)$$

$$S_7 = s_6 tOK \quad (3.32)$$

$$S_8 = s_7 cb + s_8 \bar{cb} \quad (3.33)$$

$$S_9 = s_7 \bar{cb} + s_9 cb \quad (3.34)$$

$$S_{10} = \bar{e}_1(\bar{s}_1 + \bar{s}_2 + \bar{s}_3 + \bar{s}_4 + \bar{s}_5 + \bar{s}_6) \quad (3.35)$$

$$S_{11} = \bar{e}_2(\bar{s}_2 + \bar{s}_3 + \bar{s}_4 + \bar{s}_5 + \bar{s}_6) \quad (3.36)$$

$$S_{12} = \overline{estop}(\bar{s}_1 + \bar{s}_2 + \bar{s}_3 + \bar{s}_4 + \bar{s}_5 + \bar{s}_6) \quad (3.37)$$

Çıkış fonksiyonları,

$$C1 = s_4 \quad (3.38)$$

$$C2 = s_6 \quad (3.39)$$

$$C3 = s_8 \quad (3.40)$$

$$C4 = s_3 + s_4 + s_5 + s_6 \quad (3.41)$$

$$A1 = s_9 \quad (3.42)$$

$$A2 = s_{10} \quad (3.43)$$

$$A3 = s_{11} \quad (3.44)$$

$$A4 = s_{12} \quad (3.45)$$

şeklinde yazılabilir. Zaman aşımı zamanlayıcısı ise,

$$tStart = s_6 \quad (3.46)$$

olarak ifade edilebilir.

3.3 Sistemin Dinamik Konfigürasyonun Çıkartılması

Tesisin işletme sürecinde, tesiste bulunan kesici ve ayırıcıların pozisyonu bakım, manevra, arıza veya kaynaklara ihtiyaç olup olmamasına göre değiştirilebilir. Senkronizasyon yapılmak istenen noktada açık pozisyonda olan kesicinin her iki tarafında etkin olan kaynakların hesaplanması gerekir. Buna göre hangi generatör veya generatörlere dengeleme komutlarının gönderileceği bulunur ve ilgi çıkışlar enerjilendirilerek komutların bu generatörlere iletilmesi sağlanır.

Konfigürasyonun hesaplanması sırasında yapılabilecek bir hata yanlış generatöre dengeleme komutlarının gönderilmesine yol açar. Bu durumda yanlış kontrol edilen

generatöre bağlı yüklerde arızalara ve generatördeki veya tesisteki koruma rölelerinin arıza sonucu açma yaparak tesisin enerjisiz kalmasına sebep olur. Bu nedenle tesis matematiksel olarak doğru bir şekilde modellenmelidir. Birer anahtar görevi gören kesici ve ayırıcıların pozisyonuna göre karar verilen sistem konfigürasyonu mantıksal olarak 1 ve 0 ile ifade edilebilir. Model sayesinde her baradaki etkin kaynaklar hesaplanmış olunur. Şekil 3.1’de verilen sistem aşağıdaki denklemler ile ifade edilebilir.

B1 ana bara sol taraf,

$$\begin{aligned}
 B1_{ML} &= 0 \times G1 + 0 \times G2 + 0 \times G3 + H01_{Q0} H01_{Q1} \times A1 \\
 &+ 0 \times B1 + 0 \times T1 + 0 \times T2 + 0 \times A2
 \end{aligned} \tag{3.47}$$

B1 rezerve bara,

$$\begin{aligned}
 B1_{RS} &= 0 \times G1 + 0 \times G2 + 0 \times G3 + H01_{Q0} H01_{Q2} \times A1 \\
 &+ H15_{Q0} H15_{Q2} \times B1 + 0 \times T1 + 0 \times T2 + 0 \times A2
 \end{aligned} \tag{3.48}$$

B1 ana bara sağ taraf,

$$\begin{aligned}
 B1_{MR} &= 0 \times G1 + 0 \times G2 + 0 \times G3 + 0 \times A1 + H15_{Q0} H15_{Q1} \times B1 \\
 &+ 0 \times T1 + 0 \times T2 + 0 \times A2
 \end{aligned} \tag{3.49}$$

olarak bulunur. 3.47, 3.48 ve 3.49 birleştirildiğinde, Bara I kaynak matrisi,

$$\begin{aligned}
 B1.SRC &= \begin{bmatrix} B1_{ML} \\ B1_{RS} \\ B1_{MR} \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & H01_{Q0} H01_{Q1} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & H01_{Q0} H01_{Q2} & H15_{Q0} H15_{Q2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & H15_{Q0} H15_{Q1} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} G1 \\ G2 \\ G3 \\ A1 \\ B1 \\ T1 \\ T2 \\ A2 \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{3.50}$$

olarak yazılır. Buradan Bara I katsayı matrisi,

$$B1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & H01_{Q0}H01_{Q1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & H01_{Q0}H01_{Q2} & H15_{Q0}H15_{Q2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & H15_{Q0}H15_{Q1} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

şeklinde gösterilebilir. Aynı işlemler Bara II için tekrarlandığında B2 ana bara,

$$B2_M = H02_{Q0}H02_{Q1} \times G1 + H03_{Q0}H03_{Q1} \times G2 + H05_{Q0}H05_{Q1} \times G3 \\ + 0 \times A1 + 0 \times B1 + 0 \times T1 + 0 \times T2 + 0 \times A2 \quad (3.52)$$

B2 rezerve bara,

$$B2_R = H02_{Q0}H02_{Q2} \times G1 + H03_{Q0}H03_{Q2} \times G2 + H05_{Q0}H05_{Q2} \times G3 \\ + 0 \times A1 + 0 \times B1 + 0 \times T1 + 0 \times T2 + 0 \times A2 \quad (3.53)$$

3.52 ve 3.53 denklemleri birleştirilerek, Bara II için kaynak matrisi bulunur.

$$B2 \times SRC = \begin{bmatrix} B2_M \\ B2_R \end{bmatrix} \\ = \begin{bmatrix} H02_{Q0}H02_{Q1} & H03_{Q0}H03_{Q1} & H05_{Q0}H05_{Q1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ H02_{Q0}H02_{Q2} & H03_{Q0}H03_{Q2} & H05_{Q0}H05_{Q2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} G1 \\ G2 \\ G3 \\ A1 \\ B1 \\ T1 \\ T2 \\ A2 \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

Bara II için katsayı matrisi,

$$B2 = \begin{bmatrix} H02_{Q0}H02_{Q1} & H03_{Q0}H03_{Q1} & H05_{Q0}H05_{Q1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ H02_{Q0}H02_{Q2} & H03_{Q0}H03_{Q2} & H05_{Q0}H05_{Q2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.55)$$

olarak gösterilir. Bara III kaynak denklemleri ise,

B3 ana bara,

$$B3_M = 0 \times G1 + 0 \times G2 + 0 \times G3 + 0 \times A1 + 0 \times B1 \\ + E03_{Q0}E03_{Q1} \times T1 + E05_{Q0}E05_{Q1} \times T2 + E02_{Q0}E02_{Q1} \times A2 \quad (3.56)$$

B3 rezerve bara,

$$\begin{aligned}
B3_R &= 0 \times G1 + 0 \times G2 + 0 \times G3 + 0 \times A1 + 0 \times B1 \\
&+ E03_{Q0}E03_{Q2} \times T1 + E05_{Q0}E05_{Q2} \times T2 + E02_{Q0}E02_{Q2} \times A2
\end{aligned} \tag{3.57}$$

Bara III için **3.56** ve **3.57** denklemleri birleştirildiğinde kaynak matrisi,

$$\begin{aligned}
B3 \times SRC &= \begin{bmatrix} B3_M \\ B3_R \end{bmatrix} \\
&= \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & E03_{Q0}E03_{Q1} & E05_{Q0}E05_{Q1} & E02_{Q0}E02_{Q1} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & E03_{Q0}E03_{Q2} & E05_{Q0}E05_{Q2} & E02_{Q0}E02_{Q2} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} G1 \\ G2 \\ G3 \\ A1 \\ B1 \\ T1 \\ T2 \\ A2 \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{3.58}$$

olarak ifade edilebilir. Bara III için katsayı matrisi ise,

$$B3 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & E03_{Q0}E03_{Q1} & E05_{Q0}E05_{Q1} & E02_{Q0}E02_{Q1} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & E03_{Q0}E03_{Q2} & E05_{Q0}E05_{Q2} & E02_{Q0}E02_{Q2} \end{bmatrix} \tag{3.59}$$

olarak gösterilebilir. Baralara ait kaynak denklemleri bulunduktan sonra kuplaj fiderlerinin etkileri aşağıdaki gibi hesaplanır.

B1 barası için;

$$BI'_{ML} = BI_{ML} + H02_{Q0}H02_{Q1}H02_{Q2} \times BI_{RS} + H08_{Q0}H08_{Q1}H08_{Q2} \times BI_{MR} \tag{3.60}$$

$$BI'_{RS} = H02_{Q0}H02_{Q1}H02_{Q2} \times BI_{ML} + BI_{RS} + H14_{Q0}H14_{Q1}H14_{Q2} \times BI_{MR} \tag{3.61}$$

$$BI'_{MR} = H08_{Q0}H08_{Q1}H08_{Q2} \times BI_{ML} + H14_{Q0}H14_{Q1}H14_{Q2} \times BI_{RS} + BI_{MR} \tag{3.62}$$

3.60, **3.61** ve **3.62** denklemleri bir araya getirilerek Bara 1 için kuplaj matrisi bulunur.

$$BI' = \begin{bmatrix} BI'_{ML} \\ BI'_{RS} \\ BI'_{MR} \end{bmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} 1 & H02_{Q0}H02_{Q1}H02_{Q2} & H08_{Q0}H08_{Q1}H08_{Q2} \\ H02_{Q0}H02_{Q1}H02_{Q2} & 1 & H14_{Q0}H14_{Q1}H14_{Q2} \\ H08_{Q0}H08_{Q1}H08_{Q2} & H14_{Q0}H14_{Q1}H14_{Q2} & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} B1_{ML} \\ B1_{RS} \\ B1_{MR} \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

kuplaj katsayıları,

$$B1_{kpl} = \begin{bmatrix} 1 & H02_{Q0}H02_{Q1}H02_{Q2} & H08_{Q0}H08_{Q1}H08_{Q2} \\ H02_{Q0}H02_{Q1}H02_{Q2} & 1 & H14_{Q0}H14_{Q1}H14_{Q2} \\ H08_{Q0}H08_{Q1}H08_{Q2} & H14_{Q0}H14_{Q1}H14_{Q2} & 1 \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

olarak blunur. Bara II için kuplaj denklemleri,

$$B2'_M = B2_M + H04_{Q0}H04_{Q1}H04_{Q2} \times B2_R \quad (3.65)$$

$$B2'_R = H04_{Q0}H04_{Q1}H04_{Q2} \times B2_M + B2_R \quad (3.66)$$

olarak bulunur. **3.65** ve **3.66** denklemleri birleştirildiğinde,

$$B2' = \begin{bmatrix} B2'_M \\ B2'_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & H04_{Q0}H04_{Q1}H04_{Q2} \\ H04_{Q0}H04_{Q1}H04_{Q2} & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} B2_M \\ B2_R \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

Kuplaj matrisi,

$$B2_{kpl} = \begin{bmatrix} 1 & H04_{Q0}H04_{Q1}H04_{Q2} \\ H04_{Q0}H04_{Q1}H04_{Q2} & 1 \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

olarak hesaplanır. Bara 3 kuplaj denklemleri,

$$B3'_M = B3_M + E04_{Q0}E04_{Q1}E04_{Q2} \times B3_R \quad (3.69)$$

$$B3'_R = E04_{Q0}E04_{Q1}E04_{Q2} \times B3_M + B3_R \quad (3.70)$$

şeklinde yazılabilir. **3.69** ve **3.70** denklemleri birleştirilek,

$$B3' = \begin{bmatrix} B3'_M \\ B3'_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & E04_{Q0}E04_{Q1}E04_{Q2} \\ E04_{Q0}E04_{Q1}E04_{Q2} & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} B3_M \\ B3_R \end{bmatrix} \quad (3.71)$$

bara 3 için kuplaj matrisi bulunur. Bara 3 için kuplaj katsayı matrisi ise,

$$B3_{kpl} = \begin{bmatrix} 1 & E04_{Q0}E04_{Q1}E04_{Q2} \\ E04_{Q0}E04_{Q1}E04_{Q2} & 1 \end{bmatrix} \quad (3.72)$$

şeklindedir. Kaynak ve kuplaj matrisleri hesaplandıktan sonra, baralar arası transfer matrisleri aşağıdaki gibi hesaplanabilir. B2-B1 barası arası transfer denklemleri,

$$\begin{aligned} B2''_M &= H05_{Q0}H05_{Q1}H01_{Q0}H01_{Q1} \times B1_{ML} \\ &+ H05_{Q0}H05_{Q2}H01_{Q0}H01_{Q1} \times B1_{RS} \\ &+ H11_{Q0}H11_{Q2}H06_{Q0}H06_{Q1} \times B1_{RS} \\ &+ H11_{Q0}H11_{Q1}H06_{Q0}H06_{Q1} \times B1_{MR} \end{aligned} \quad (3.73)$$

$$\begin{aligned} B2''_R &= H05_{Q0}H05_{Q1}H01_{Q0}H01_{Q2} \times B1_{ML} \\ &+ H05_{Q0}H05_{Q2}H01_{Q0}H01_{Q2} \times B1_{RS} \\ &+ H11_{Q0}H11_{Q2}H06_{Q0}H06_{Q2} \times B1_{RS} \\ &+ H11_{Q0}H11_{Q1}H06_{Q0}H06_{Q2} \times B1_{MR} \end{aligned} \quad (3.74)$$

olarak yazılabilir.

$$H(i)_M = H(i)_{Q0}H(i)_{Q1} \quad (3.75)$$

$$H(i)_R = H(i)_{Q0}H(i)_{Q2} \quad (3.76)$$

olarak kabul edilip, 3.73 ve 3.74 denklemleri ile birleştirildiğinde B2-B1 arası transfer matrisi,

$$\begin{aligned} B2'' &= \begin{bmatrix} B2''_M \\ B2''_R \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} H05_M H01_M & H05_R H01_M + H11_R H06_M & H11_M H06_M \\ H05_M H01_R & H05_R H01_R + H11_R H06_R & H11_M H06_R \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} B2'_M \\ B2'_R \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.77)$$

olarak bulunur. B2-B1 arası transfer katsayıları ise,

$$B2_{tr} = \begin{bmatrix} H05_M H01_M & H05_R H01_M + H11_R H06_M & H11_M H06_M \\ H05_M H01_R & H05_R H01_R + H11_R H06_R & H11_M H06_R \end{bmatrix} \quad (3.78)$$

olarak yazılabilir. Aynı hesaplamalar B3-B1 arası için tekrarlandığında,

$$\begin{aligned} B3''_M &= H03_{Q0} H03_{Q1} E02_{Q0} E02_{Q1} \times B1_{ML} \\ &+ H03_{Q0} H03_{Q2} E02_{Q0} E02_{Q1} \times B1_{RS} \\ &+ H13_{Q0} H13_{Q2} E06_{Q0} E06_{Q1} \times B1_{RS} \\ &+ H13_{Q0} H13_{Q1} E06_{Q0} E06_{Q1} \times B1_{MR} \end{aligned} \quad (3.79)$$

$$\begin{aligned} B3''_R &= H03_{Q0} H03_{Q1} E02_{Q0} E02_{Q2} \times B1_{ML} \\ &+ H03_{Q0} H03_{Q2} E02_{Q0} E02_{Q2} \times B1_{RS} \\ &+ H13_{Q0} H13_{Q2} E06_{Q0} E06_{Q2} \times B1_{RS} \\ &+ H13_{Q0} H13_{Q1} E06_{Q0} E06_{Q2} \times B1_{MR} \end{aligned} \quad (3.80)$$

3.79 ve 3.80 denklemleri ile 3.75 ve 3.76 birleştirilerek B3-B1 arası transfer matrisi elde edilir.

$$\begin{aligned} B3'' &= \begin{bmatrix} B3''_M \\ B3''_R \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} H03_M E02_M & H03_R E02_M + H13_R E06_M & H13_M E06_M \\ H03_M E02_R & H03_R E02_R + H13_R E06_R & H13_M E06_R \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} B3'_M \\ B3'_R \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.81)$$

transfer katsayı matrisi ise,

$$B3_{tr} = \begin{bmatrix} H03_M E02_M & H03_R E02_M + H13_R E06_M & H13_M E06_M \\ H03_M E02_R & H03_R E02_R + H13_R E06_R & H13_M E06_R \end{bmatrix} \quad (3.82)$$

şeklinde ifade edilebilir.

Kaynak, kuplaj ve transfer matrisleri bulunduktan sonra, ayrı ayrı hesaplanan bu etkiler, aşağıdaki gibi birleştirilerek tüm baralardaki etkin kaynaklar bulunur. Örnek olarak verilen sistem için sonuç iki iterasyon ile bulunur. İlk iterasyonda Bara II ve

Bara III'deki kaynakların etkileri Bara I e yansıtılırken, ikinci iterasyonda Bara I de toplanan tüm kaynak etkileri Bara II ve Bara III'e yansıtılır.

Başlangıç durumunda baraya bağlı kaynaklar ve kuplaj etkisi hesaplanır. Bu durumda koşulları;

$$B1^*(0) = B1_{kpl} \times B1 \quad (3.83)$$

$$B2^*(0) = B2_{kpl} \times B2 \quad (3.84)$$

$$B3^*(0) = B3_{kpl} \times B3 \quad (3.85)$$

Daha sonra transfer etkileri eklenerek, şebeke konfigürasyon denklemleri bulunur.

$$B2^*(k+1) = B2_{kpl} \times (B2_{tr} \times B1^*(k) + B2^*(k)) \times SRC \quad (3.86)$$

$$B3^*(k+1) = B3_{kpl} \times (B3_{tr} \times B1^*(k) + B3^*(k)) \times SRC \quad (3.87)$$

$$B1^*(k+1) = B1_{kpl} \times (B2_{tr}^T \times B2^*(k) + B3_{tr}^T \times B3^*(k) + B1^*(k)) \times SRC \quad (3.88)$$

$$k=0,1$$

3.86, **3.87** ve **3.88** denklemleri ile yapılan hesaplamaların sonucunda her bir barada o anda etkin kaynaklar hesaplanmıştır. Hesaplamalarda kullanılan çarpma ve toplama operatörlerinden dolayı, sonuç matrisinde kaynaklar için katsayılar oluşabilmektedir. Kaynakların baraya bağlı olup, olmadığını ifade eden bu hesaplamalar için oluşan katsayılar önemsizdir. Bu nedenle her hesaplama sonucunda elde edilen katsayı matrisi **3.89** daki gibi filtrelenebilir.

$$B_i^*(k)_{m,n} = b_{m,n} = \begin{cases} 0, & \& b_{m,n} \leq 0 \\ 1, & \& b_{m,n} > 0 \end{cases} \quad (3.89)$$

Başka bir alternatif ise, çarpma operatörü yerine mantıksal ve, toplama operatörü yerine mantıksal veya operatörlerinin kullanılmasıdır.

3.4 Senkronizasyon Senaryoları

Dinamik sistem konfigürasyonu hesaplandıktan sonra senkronlama yapılacak kesicinin, bara tarafı ve hat tarafında bulunan gerilim kaynaklarına göre senkronizasyon senaryoları belirlenir. Bu senaryolara göre dengeleme komutları gönderilecek generatörlere karar verilip, gerekli ise otomatik paralelleme cihazının referans gerilim girişi, senkronlanacak gerilim girişi ile yer değiştirilmelidir.

Otomatik senkronizasyon cihazı, farklı koşullar altında çalışabilmek için içerisinde ayar grupları bulundurur. Senkronizasyon kontrolörü, oluşturulan senkronizasyon senaryolarına göre eğer gerekli ise bu ayar grupları arasında geçişi sağlar.

Aşağıda, Şekil 3.1’de tek hat şeması verilen sistem için tasarlanan senkronizasyon sisteminin senaryoları anlatılmıştır.

3.4.1 Ölü bara – ölü hat üzerinden kapatma

Kesicinin hem bara tarafı hem de hat tarafının enerjisiz olması durumudur. Genellikle test ve devreye alma çalışmaları sırasında bu durum ile karşılaşılır. Senkronizasyon cihazı bu senaryoda dengeleme komutları üretmeden doğrudan kesiciye kapatma komutu gönderecek şekilde parametrelendir. Ancak generatörleri baraya bağlayan H02, H03 ve H04 kesicileri üzerinden senkronizasyon yapılması durumunda, generatörlerin enerji üretmedikleri halde sisteme bağlanması hatalı bir uygulama olacağından, senkronizasyon cihazında ölü hat üzerine kapatma engellenmelidir. Bu durumda senkronizasyon kontrolörü, paralelleme cihazına gerekli ayar grubu değişikliği yapma komutunu gönderir.

3.4.2 Canlı bara - ölü hat veya ölü bara - canlı hat üzerinden kapatma

Kesicinin sadece bara tarafının veya sadece hat tarafının enerjili olması durumudur. Bu senaryo senkronizasyon gerektirmediğinden, otomatik senkronizasyon cihazı dengeleme komutları üretmeden ilgili kesiciye kapatma komutu gönderir. Generatörleri sisteme bağlayan kesiciler için, yine ölü hat üzerinden kapatma engellenmelidir.

3.4.3 Canlı bara - canlı hat üzerinden kapatma

Kesicinin hem bara tarafının hem de hat tarafının enerjili olma durumudur. Kaynakların, generatör veya harici kaynak olması durumuna göre farklı senaryolar

vardır. Eğer bir barada generatör ve harici kaynak birlikte bağlı ise, yani daha önceden bu kaynaklar arasında senkronizasyon yapılmışsa, bu generatör de harici kaynak olarak kabul edilir ve dengeleme komutları gönderilmez.

Eğer kesicinin her iki tarafında da harici kaynak veya harici kaynaklar ile senkronlanmış generatörler varsa, otomatik paralelleme cihazı dengeleme komutları üretmez.

Kesicinin hat tarafında generatörlerin, bara tarafında ise harici kaynak veya bu kaynak ile senkronlanmış generatör olması durumunda, otomatik senkronizasyon cihazı sadece hat tarafındaki generatör veya generatörler için gerilim ve frekans dengeleme komutları göndererek senkronizasyon yapar. Parallelleme cihazının senkronlanacak gerilim girişine normalde kesicinin hat tarafındaki gerilim bilgisi gönderildiği için, referans girişi ile yer değiştirilmesine gerek yoktur.

Kesicinin bara tarafında generatör, hat tarafında harici kaynak bulunması durumunda ise, bara tarafındaki generatörlere dengeleme komutları iletilir ve referans gerilim ile senkronlanacak gerilim girişi yer değiştirilir.

Kesicinin her iki tarafında da sadece generatörlerin bulunması durumunda ise hangi generatörlere dengeleme komutlarının gönderileceğine karar verilebilmesi için lider generatör kavramından faydalanılır. Lider generatör, çalışma gücünün altında çalışan ve üzerine yük alma kapasitesi olan generatör demektir. Lider generatör bilgisi, generatör kontrol ünitelerinden anlık yük bilgisi okunarak hesaplanabileceği gibi, yük atma vb. diğer sistemlerden direkt olarak da alınabilir. Buna göre kesicide lider generatörün olduğu taraftaki generatörlere dengeleme komutları gönderilirken, diğer taraftaki generatör veya generatörler harici kaynakmış gibi kabul edilebilir. Lider generatörün bulunduğu tarafa göre, eğer gerekli ise otomatik senkronizasyon cihazının referans ve senkronlanacak gerilim girişleri yer değiştirilir.

Tüm senaryolardaki dengeleme komutları için, eğer birbiri ile senkron durumda olan birden fazla generatöre, harici kaynak veya başka bir generatör ile senkronlanmak üzere dengeleme komutları gönderilmesi durumunda, frekans dengeleme komutu sadece lider olarak belirlenen generatöre gönderilir. Birbiri ile senkron durumda olan bu generatörlerin dönüş hızları birbiri ile aynı olduğundan, birinin frekansının arttırılması veya azaltılması durumunda diğerinin dönüş hızı da onu takip edecektir.

4. SONUÇ VE ÖNERİLER

Elektrik enerjisi üretilirken çok sayıda santral ve bu santrallerde bulunan çok sayıda generatörden faydalanılmaktadır. Birbirlerine paralel olarak bağlanan görece küçük güçlü generatörler senkron durumda iken tek başına büyük bir generatör gibi davranmaktadır. Bu şekilde tüm generatörlerin en yüksek verim altında çalışması ve arıza durumlarında elektrik kalitesinin ve sürekliliğinin sağlanması garanti altına alınmaktadır.

Paralel bağlanacak alternatif akım kaynaklarının ürettikleri elektrik akımının genliklerinin, frekanslarının, faz açılarının, faz sıralarının ve dalga şekillerinin birbirleri ile aynı olması gerekmektedir. Bu özelliklerden faz sıraları ve dalga şekilleri tesis devreye alınırken belirlenmekte ve çalışma anında değiştirilmemektedir. Ancak çalışmakta olan bir sisteme paralel olarak bağlanacak generatör, her bağlantı öncesi kumanda edilip, sistem ile senkron duruma getirildikten sonra paralel operasyona alınmalıdır.

Generatörlerin senkronize edilmesi işlemi yakın geçmişe kadar operatörler tarafından yapılmaktaydı. Oldukça basit ölçüm teknikleri ile operatörler iki sistemin senkron hale gelip gelmediğini ölçüp, senkron olana kadar sisteme bağlanacak generatörü kontrol etmekteydi. Bu işlem özellikle tecrübesiz operatörler tarafından gerçekleştirildiğinde, hatalı senkronizasyona sebep olarak, enerji sürekliliği ve kalitesinde kesintilere sebep olmaktadır. Ayrıca elektrik tesisinde ve generatörlerde tahribata neden olup, ciddi ekonomik kayıplar oluşturmaktaydı.

Son yıllarda teknolojinin gelişmesi ve otomatik paralelleme cihazlarının kullanımının artması ile operatör tarafından gerçekleştirilen manuel senkronizasyon, yerini sayısal kontrolörler tarafından gerçekleştirilen otomatik senkrona bırakmıştır. Senkronizasyon işleminde sayısal cihazların kullanımı operatör kaynaklı problemlerin önüne geçmekle birlikte, daha yumuşak bir senkronizasyon sağlayarak enerji kalitesinin yüksek tutulmasını sağlar.

Elektrik altyapısı karmaşık olmayan ve genellikle sadece elektrik üretimine dayalı santrallerde otomatik senkronizasyon cihazları ile senkronizasyon problemi çözülebilirken, özellikle hem elektrik üretimi hem tüketimi yapan otoprodüktör tesislerde, elektrik altyapısının karmaşıklığından dolayı tek başına otomatik senkronizasyon cihazları ile senkronizasyon işlemi gerçekleştirilememektedir.

Bu çalışmada, karmaşık elektrik altyapısına sahip tesislerde otomatik senkronizasyon probleminin çözümü için, bir otomatik paralelleme cihazı ve bir senkronizasyon kontrolöründen oluşan senkronizasyon sisteminin tasarımı yapılmıştır.

Senkronizasyon sisteminin gerçekleşmesi sırasında donanım seçiminde aşağıdaki konulara dikkat edilmesi önerilmiştir.

- Otomatik paralelleme cihazının, sistemin senkron olup olmadığına karar veren senkronizasyon kontrol fonksiyonunu da içinde bulundurması, bu amaçla başka bir donanım kullanılmasının önüne geçmektedir.
- Tesis ve generatör güvenliği açısından, generatör koruma fonksiyonlarına sahip otomatik paralelleme cihazı kullanılmalıdır.
- Otomatik paralelleme cihazının endüstriyel haberleşme protokollerini desteklemesi, tesis işletmesi için kullanılan SCADA sistemine entegrasyonunu kolaylaştırmış olacaktır.
- Otomatik paralelleme cihazının detaylı diyagnostik fonksiyonlarının olması, cihazda oluşabilecek bir arızada senkronizasyon işlemini engellemiş olmak ve hatalı senkronizasyonun önüne geçmek açısından önem teşkil etmektedir.
- Senkronizasyon kontrolörü, arızalara karşı dayanıklı olmalıdır. Yedekli çalışan birden fazla kontrolör tercih edilebilir.
- Senkronizasyon kontrolörü, gelecekte tesiste yapılabilecek eklentilere cevap verebilmek açısından, modüler yapıya sahip olmalıdır. Gerektiğinde kolaylıkla giriş/çıkış ve haberleşme donanımları kontrolöre dahil edilebilmelidir.
- Endüstriyel haberleşme protokollerine sahip senkronizasyon kontrolörleri ile kullanıcı arayüzü veya SCADA sistemi üzerinden operatörlerin sisteme hakimiyeti arttırılabilir.

Bu çalışmada yukarıda belirtilen özelliklerinden dolayı, senkronizasyon kontrolörü olarak PLC kullanılmıştır. Kullanılan otomatik paralelleme cihazına ait bilgiler EK-A da, senkronizasyon kontrolörüne ait bilgiler ise EK-B de verilmiştir.

Senkronizasyon kontrolöründe kullanılan dinamik şebeke konfigürasyonu hesaplama fonksiyonu, senkronizasyon sistemi dışında, elektrik enerjisinin sürekliliğinin kritik olduğu tesislerde bulunan yük atma sistemlerinde de kullanılabilir. Yük atma sistemleri olası bir arıza durumunda tesisi besleyen kaynakların bir kısmı kaybedildiğinde devreye girerek, önem derecesi düşük yükleri sistemden ayırır. Böylelikle tesisi sınırlı olarak besleyen kaynakların sadece önem derecesi yüksek yükleri beslemesi sağlanmış olunur. Zamanlamamanın oldukça kritik olduğu bu sistemlerde, dinamik şebeke konfigürasyonu hesaplama fonksiyonu, sadece devrede olan yükleri bulup, bunların hızlıca sistemden izole edilmesini sağlayabilir.

Mantıksal olarak hesaplama yapan dinamik şebeke konfigürasyonu fonksiyonunun çalışma aralığı genişletilerek, her hat, bara veya generatöre ağırlık katsayısı verilebilir. Bu şekilde tesisin en ekonomik konfigürasyonda çalışması sağlanabilir.

KAYNAKLAR

- [1] **EPDK** (2012). Elektrik Piyasası Gelişim Raporu 2011, Ankara
- [2] **TEİAŞ** (2013). Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2013-2017), Ankara.
- [3] **Evans, R. A.** (1990). A Manual/Automatic Synchronization Circuit for a 37.5-MVA Steam-Turbine-Driven Generator. *Industry Applications, IEEE Transactions*, sf. 1081 – 1085.
- [4] **Malik, O. P., Hope, G. S., Hancock, G. C., Zhaohu, L., Luqing, Y., Shouping, W.** (1991). Frequency Measurement For Use With a Microprocessor-Based Water Turbine Governor. *Energy Conversion, IEEE Transactions*, sf. 361 – 366.
- [5] **Gorecki, K., Szmajada, M., Mroczka, J.** (2007). Adaptive Digital Synchronization of Measuring Window in Low-Cost DSP Power Quality Measurement Systems. *Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007. 9th International Conference*, sf. 1-4.
- [6] **Guoqiang, H., Renmu, H.** (2004). The Research On Synchronization Device Based On DSP. *Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference*, sf. 563 – 566.
- [7] **Bekiroğlu, E., Bayrak A.** (2006). Automatic Synchronization Unit for the Parallel Operation of Synchronous Generators. *EUROCON 2009*, sf. 766 – 771.
- [8] **Zhang, X. -Y., Dang, C.-L., Jiang, C.-P., Chai, L.** (2009). Design of Generator Synchronizing Device Based on PIC16F877 and FPGA. *Intelligent Systems and Applications, 2009. ISA 2009*, sf. 1-3.
- [9] **Özdemir, M. T., Orhan, A.** (2009). Senkron Generatörün PIC Mikrodenetleyicisi ile Paralele Alınması, *Otomatik Kontrol Ulusal Toplantısı*, İstanbul.
- [10] **Thompson M. J.** (2010). Fundamentals and Advancements in Generator Synchronizing Systems. *Protective Relay Engineers, 2012 65th Annual Conference*, sf. 203-214.
- [11] **Seeley, N. C ., Cameron C., Terry R.** (2012) Advances in Generator Control and Automatic Synchronization - Eliminating The Need For Standalone Synchronization Systems. *Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC)*, sf. 1-9.
- [12] **IEEE Power Engineering Society** (2005) IEEE Std C50.12, *IEEE Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above*, sf. 8.

- [13] **IEEE Power Engineering Society** (2005) IEEE Std C50.13, *IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above*, sf. 13.
- [14] **Url-1** <<http://www.celsagermany.com/products/detail/eqdn-double-voltmeter.html>>, alındığı tarih 10.04.2014.
- [15] **Url-2** <<http://www.celsagermany.com/products/detail/fd-double-reed-frequency>>, alındığı tarih 10.04.2014.
- [16] **Url-3** <<http://www.directindustry.com/prod/weschler-instruments/synchrosopes-23641-809725.html>>, alındığı tarih 10.04.2014.
- [17] **Siemens AG** (2007). Siprotec Multifunction Paralelling Devices 7VE61 and 7VE63, <http://www.energy.siemens.com/ecc_pool/SIPROTEC4/ccbd6ea9-587a-468f-8961-a313e81c8306/7VE6xxx_Manual_A2_V041003_en.pdf>, alındığı tarih 15.04.2014.
- [18] **Kurtulan, S.** (2007) Endüstriyel Kumanda Sistemleri, İstanbul, Nobel Yayın Dağıtım , sf. 216-219.

EKLER

EK A: Senkronizasyon sisteminde kullanılan otomatik paralelleme cihazına ilişkin katalog bilgileri

EK B: Senkronizasyon sisteminde kullanılan senkronizasyon kontrolörüne ait katalog bilgileri

SIPROTEC 7VE6 Multifunction Paralleling Device



Fig. 11/83
SIPROTEC 7VE6
multifunction paralleling device

Description

The 7VE61 and 7VE63 paralleling devices of the SIPROTEC 4 family are multifunctional compact units used for paralleling power systems and generators.

Their technical design ensures highly reliable paralleling due to their 1½-channel or 2-channel measurement method and their hardware design. This is supported by numerous monitoring functions.

The units automatically detect the operating conditions. The response to these conditions depends on settings.

In “synchronous network switching” mode, the frequency difference is measured with great accuracy. If the frequency difference is almost zero for a long enough time, the networks are already synchronous and a larger making angle is permissible.

If the conditions are asynchronous, as is the case when synchronizing generators, the generator speed is automatically matched to the system frequency and the generator voltage to the system voltage. The connection is then made at the synchronous point, allowing for circuit-breaker make-time.

The 7VE61 paralleling device is a 1½-channel unit (paralleling function + synchro-check) for use with small to medium-size generators and power systems. It is more reliable than 1-channel paralleling devices. It can also be used for synchro-check, with parallel operation of three synchronization points.

For larger generators and power systems with high reliability requirements, the 2-channel 7VE63 is recommended. Two independent methods decide on the connection conditions. The unit also has the full control functions of the SIPROTEC 4 family.

Voltage and frequency functions ($V>$, $V<$, $f>$, $f<$, df/dt) including voltage vector jump ($\Delta\varphi$) are optionally available for protection or network decoupling applications.

The integrated programmable logic functions (continuous function chart CFC) offer the user a high flexibility so that adjustments can easily be made to the varying requirements on the basis of special system conditions.

The flexible communication interfaces are open to modern communication architectures with control systems.

Function overview

Basic functions

- High reliability with a two-out-of-two design (1 ½ channels in 7VE61 and 2 channels in 7VE63)
- Paralleling of asynchronous voltage sources
- Balancing commands for voltage and speed (frequency)
- Paralleling of synchronous voltage sources
- Synchro-check function for manual synchronization
- Parameter blocks for use on several synchronizing points (7VE61 max. 4 and 7VE63 max. 8)

Additional functions

- Consideration of transformer vector group and tap changer
- Synchronization record (instantaneous or r.m.s. record)
- Commissioning support (CB-time measurement, test synchronization)
- Browser operation
- Full control functionality of SIPROTEC 4
- Analog outputs of operational measured values
- Functions for protection or network decoupling tasks

Protection functions (option)

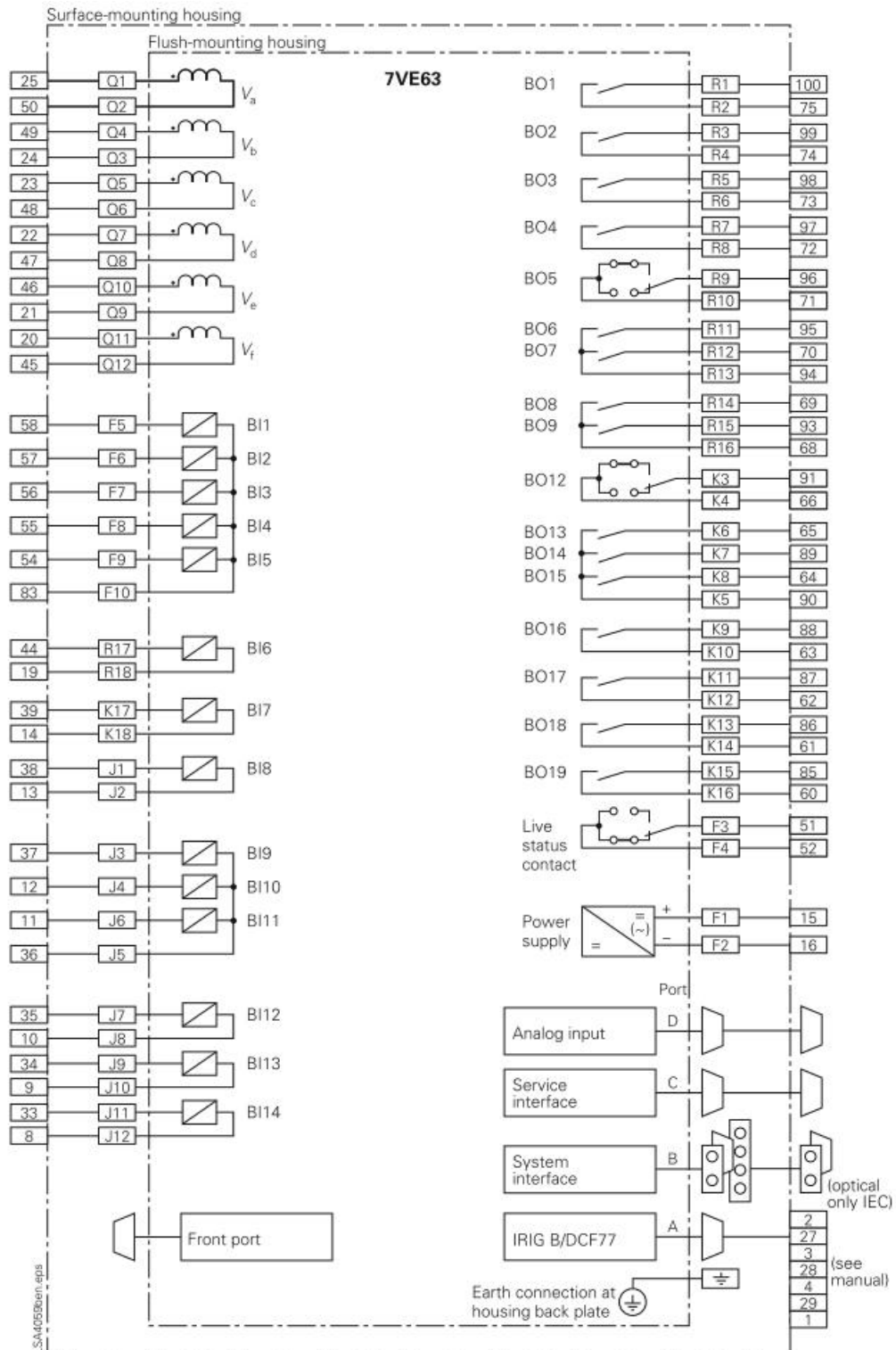
- Undervoltage protection (27)
- Overvoltage protection (59)
- Frequency protection (81)
- Rate-of-frequency-change protection (81R)
- Jump of voltage vector monitoring

Monitoring functions

- Self-supervision of paralleling function
- Operational measured values
- 8 oscillographic fault records

Communication interfaces

- System interface
 - IEC 60870-5-103
 - IEC 61850 protocol
 - PROFIBUS-DP
 - MODBUS RTU and DNP 3.0
- Service interface for DIGSI 4 (modem)
- Front interface for DIGSI 4
- Time synchronization via IRIG B/DCF77



Paralleling function (ANSI 25)		Overvoltage protection (ANSI 59)	
Setting ranges		Setting ranges	
Upper voltage limit V_{max}	20 to 140 V (steps 1 V)	Overvoltage pickup $V >, V >>$	30 to 170 V (steps 0.1 V)
Lower voltage limit V_{min}	20 to 125 V (steps 1 V)	Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
$V <$ for de-energized status	1 to 60 V (steps 1 V)	Time	
$V >$ for energized status	20 to 140 V (steps 1 V)	Pickup times $V >, V >>$	Approx. 50 ms (150 ms at 16.7 Hz)
Voltage difference ΔV	0 to 40 V (steps 1 V)	Drop-off times $V >, V >>$	Approx. 50 ms (150 ms at 16.7 Hz)
Frequency difference Δf	0 to 2 Hz (steps 0.01 Hz)	Drop-off ratio $V >, V >>$	
Angle difference $\Delta \alpha$	2 to 80° (steps 1°)	0.90 to 0.99 (steps 0.01)	
Changeover threshold asynchronous – synchronous	0.01 to 0.04 Hz (steps 0.01 Hz)	Tolerances	
Angle correction of vector group	0 to 359° (steps 1°)	Voltage limit values	1 % of set value or 0.5 V
Matching voltage transformer V_1/V_2	0.5 to 2 (steps 0.01)	Time delays T	1 % or 10 ms
Circuit-breaker making time	10 to 1000 ms (steps 1 ms)	Frequency protection (ANSI 81)	
Operating time of circuit-breaker	0.01 to 10 s (steps 0.01 s)	Setting ranges	
Max. operating time after start	0.01 to 1200 s (steps 0.01 s)	Steps; selectable $f >, f <$	4
Monitoring time of voltage	0 to 60 s (steps 0.1 s)	Pickup values $f >, f <$	40 to 65 Hz (steps 0.01 Hz)
Release delay	0 to 60 s (steps 0.01 s)	Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Synchronous switching	0 to 60 s (steps 0.01 s)	Undervoltage blocking $V <$	10 to 125 V (steps 0.1 V)
Times		Times	
Minimum measuring time	Approx. 80 ms (50/60 Hz) Approx. 240 ms (16.7 Hz)	Pickup times $f >, f <$	Approx. 100 ms (300 ms at 16.7 Hz)
Drop-off		Drop-off times $f >, f <$	Approx. 100 ms (300 ms at 16.7 Hz)
Drop-off ratio voltage	Approx. 0.9 ($V >$) or 1 ($V <$)	Drop-off difference Δf	Approx. 20 mHz
Drop-off difference frequency	20 mHz	Drop-off ratio $V <$	Approx. 1.05
Drop-off difference phase angle	1°	Tolerances	
Tolerance		Frequencies	10 mHz at $f = f_N$
Voltage measurement	1 % of pickup value or 0.5 V	Undervoltage blocking	1 % of set value or 0.5 V
Voltage difference ΔV	1 % of pickup value or max. 0.5 V (typical < 0.2 V)	Time delays T	1 % or 10 ms
Frequency difference Δf	< 10 mHz (synchronous network) < 15 mHz (asynchronous network)	Rate-of-frequency-change protection (ANSI 81R)	
Angle difference $\Delta \alpha$	0.5° with minor slip and approx. rated frequency 3° for $\Delta f < 1$ Hz, 5° for $\Delta f > 1$ Hz	Setting ranges	
Delay times	1 % or 10 ms	Steps, selectable $+df/dt >; -df/dt$	4
Readjustment commands for synchronization		Pickup value df/dt	0.1 to 10 Hz/s (steps 0.1 Hz/s);
Frequency balancing		Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Minimum control pulse	10 to 1000 ms (steps 1 ms)	Undervoltage blocking $V <$	10 to 125 V (steps 0.1 V)
Maximum control pulse	1 to 32 s (steps 0.01 s)	Times	
Frequency change of controller	0.05 to 5 Hz/s (steps 0.01 Hz/s)	Pickup times df/dt	Approx. 200 to 700 ms
Setting time of controller	0 to 32 s (steps 0.01 s)	at 16.7 Hz: times x 3	(depending on measuring duration)
Target value for frequency balancing	-1 to 1 Hz (steps 0.01 Hz)	Drop-off times df/dt	Approx. 200 to 700 ms
Kick pulse	Available	at 16.7 Hz: times x 3	(depending on measuring duration)
Voltage balancing		Drop-off ratio df/dt	0.02 at 0.99 Hz/s (settable)
Minimum control pulse	10 to 1000 ms (steps 1 ms)	Drop-off ratio $V <$	Approx. 1.05
Maximum control pulse	1 to 32 s (steps 0.01 s)	Tolerances	
Voltage change of controller	0.1 to 50 V/s (steps 0.1 V/s)	Rate-of-frequency change	Approx. 0.1 Hz/s at $V > 0.5 V_N$
Setting time of controller	0 to 32 s (steps 0.01 s)	Measuring duration < 5	Approx. 5 % or 0.15 Hz/s at $V > 0.5 V_N$
Permissible overexcitation ($V/V_N)/(f/f_N)$	1 to 1.4 (steps 0.01)	Measuring duration > 5	Approx. 3 % or 0.15 Hz/s at $V > 0.5 V_N$
Tolerances		Undervoltage blocking	1 % of set value or 0.5 V
Minimum control pulse	1 %	Time delays T	1 % or 10 ms
Control times	Approx. 5 % or ± 20 ms	Jump of voltage vector monitoring	
Undervoltage protection (ANSI 27)		Setting ranges	
Setting range		Stage $\Delta \varphi$	2° to 30° (steps 0.1°)
Undervoltage pickup $V <, V <<$	10 to 125 V (steps 0.1 V)	Time delay T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite	Undervoltage blocking $V <$	10 to 125 V (steps 0.1 V)
Times		Maximum voltage	10 to 170 V (steps 0.1 V)
Pickup times $V <, V <<$	Approx. 50 ms (150 ms at 16.7 Hz)	Times	
Drop-off times $V <, V <<$	Approx. 50 ms (150 ms at 16.7 Hz)	Pickup times $\Delta \varphi$	Approx. 75 ms (225 ms at 16.7 Hz)
Drop-off ratio $V <, V <<$		Drop-off times $\Delta \varphi$	Approx. 75 ms (225 ms at 16.7 Hz)
1.01 to 1.10 (steps 0.01)		Tolerances	
Tolerances		Vector jump	0.5° at $V > 0.5 V_N$
Voltage limit values	1 % of set value or 0.5 V	Undervoltage blocking	1 % of set value or 0.5 V
Time delays T	1 % or 10 ms	Time delay T	1 % or 10 ms

SIMATIC S7-400

Introduction

S7-400/S7-400H/S7-400F/FH

Overview

The S7-400 is the most powerful PLC in the family of SIMATIC controllers. It enables successful automation solutions with Totally Integrated Automation (TIA). The S7-400 is an automation platform for system solutions in production and process engineering, and it is characterized primarily by its modularity and performance reserves.



S7-400

- The power PLC for the mid to high-end performance ranges.
- The solution for even the most demanding tasks.
- With a comprehensive range of modules and performance-graded CPUs for optimal adaptation to the automation task.
- Flexible in use through simple implementation of distributed structures; user-friendly connections.
- Optimal communication and networking options.
- User-friendly handling and uncomplicated design without a fan.
- Can be expanded without problems when the tasks increase.
- Multicomputing: Simultaneous operation of several CPUs in one S7-400 central controller. Multicomputing distributes the overall performance power of an S7-400. For example, complex tasks can be divided into technologies such as open-loop control, computing or communication, and assigned to different CPUs. And every CPU can be assigned its own local I/O.
- Modularity: The powerful backplane bus of the S7-400 and the communication interfaces that can be connected direct to the CPU enable high-performance operation of a host of communication lines. This enables, for example, division into one communication path for HMI and programming tasks, one for high-performance and equidistant motion control components, and one for a "normal" I/O fieldbus. Additionally required connections to MES/ERP systems or the Internet can also be implemented.
- Engineering and diagnostics: The S7-400 is configured and programmed extremely efficiently together with the SIMATIC Engineering Tools particularly in the case of extensive automation solutions with a high engineering component. For this purpose, high-level languages such as SCL and graphical engineering tools for sequential controls, state graph programs and technology-oriented diagrams are available, for example.



S7-400H

- Fault-tolerant automation system with redundant design.
- For applications with high fail-safety requirements. Processes with high restart costs, expensive downtimes, little supervision, and few maintenance options.
- Redundant central functions.
- Increases availability of I/O: switched I/O configuration.
- Also possible to use I/Os with standard availability: single-sided configuration.
- Hot stand-by: automatic reaction-free switching to the standby unit in the event of a fault.
- Configuration with two separate or one divided central rack.
- Connection of switched I/O via redundant PROFIBUS DP.

SIMATIC S7-400

Introduction

S7-400/S7-400H/S7-400F/FH

Overview (continued)



S7-400F/FH

- Failsafe automation system for plants with increased safety requirements
- Complies with safety requirements to SIL 3 in accordance with IEC 61508, AK6 in accordance with DIN V 19250 and Cat. 4 in accordance with EN 954-1
- If required, also fault tolerant through redundant design
- Without additional wiring of the safety-related I/O:
- Safety-relevant communication via PROFIBUS DP with PROFIsafe profile
- Based on S7-400H and ET 200M with fail-safe modules
- Standard modules for non-safety-related applications can also be used in the automation system
- Isolation module for joint use of fail-safe and standard modules in safety mode in one ET 200M

Technical specifications

General technical specifications

Degree of protection	IP20
Ambient temperature	0 to 60 °C
Relative humidity	5 to 95%, no condensation
Atmospheric pressure	1080 to 795 hPa (corresponds to an altitude of 1000 m to 2000 m)
Electromagnetic compatibility	
• Interference immunity	According to EN 61000-6-2
• Emitted interference	According to EN 61000-6-4
Mechanical load	
• Vibration, test according to / tested with	IEC 60068-2-6 (sine) 10 to 58 Hz; constant amplitude 0.075 mm; 58 to 500 Hz; constant acceleration 1 g; duration of oscillation: 10 frequency sweeps per axis in each direction of the three mutually perpendicular axes
• Shock, test according to / tested with	IEC 60068-2-27 Type of shock: Half-sine; strength of the shock 10 g (peak value), duration 6 ms direction of shock: 100 shocks in each of the 3 mutually perpendicular axes.

For brochures serving as selection guides for SIMATIC products refer to:

www.siemens.com/simatic/printmaterial

SIMATIC S7-400 Central processing units

Fault-tolerant CPUs
CPU 412H, CPU 414H, CPU 417H

Overview CPU 412H



- CPU for the SIMATIC S7-400H and S7-400F/FH
- Can be used in S7-400H fault-tolerant systems
- Can be used with F runtime license as F-enabled CPU in S7-400F/FH safety-related systems
- With combined MPI/PROFIBUS DP master interface
- With 2 connection slots for synchronization modules

Overview CPU 414H



- CPU for SIMATIC S7-400H and S7-400F/FH.
- Can be used in high availability S7-400H systems
- Can be used with F-runtime license and F-compatible CPU in failsafe S7-400F/FH systems
- With integrated PROFIBUS DP master interface
- With 2 connection slots for sync modules

Overview CPU 417H



- CPU for SIMATIC S7-400H and S7-400F/FH
- Can be used in high availability S7-400H systems
- Can be used with F-runtime license and F-compatible CPU in failsafe S7-400F/FH systems
- With integrated PROFIBUS DP master interface
- With 2 connection slots for sync modules

SIMATIC S7-400

Central processing units

Fault-tolerant CPUs
CPU 412H, CPU 414H, CPU 417H

Technical specifications

	6ES7 412-3HJ14-0AB0	6ES7 414-4HM14-0AB0	6ES7 417-4HT14-0AB0
Product version			
Hardware product version	1	1	1
Firmware version	V4.5	V4.5	V4.5
associated programming package	STEP7 V 5.3 SP2 or higher with HW update	STEP7 V 5.3 SP2 or higher with HW update	STEP7 V 5.3 SP2 or higher with HW update
Supply voltages			
Rated value			
• 24 V DC	No; Power supply via system power supply	No; Power supply via system power supply	No; Power supply via system power supply
Feeding of external backup voltage to CPU	5 to 15 V DC	5 to 15 V DC	5 to 15 V DC
Current consumption			
from backplane bus 5 V DC, max.	1.5 A	1.7 A	1.8 A
from interface 5 V DC, max.	90 mA; At each DP interface	90 mA; At each DP interface	90 mA; At each DP interface
Power losses			
Power loss, typ.	5.5 W	6 W	6.5 W
Backup battery			
Battery operation			
• Backup current, typ.	190 µA; Valid up to 40°C	190 µA; Valid up to 40°C	970 µA; Valid up to 40°C
• Backup current, max.	660 µA	660 µA	1 980 µA
Memory			
Work memory			
• integrated (for program)	512 Kibyte	1.4 Mbyte	15 Mbyte
• integrated (for data)	256 Kibyte	1.4 Mbyte	15 Mbyte
• expandable	No	No	No
Load memory			
• expandable FEPROM	Yes	Yes	Yes
• expandable FEPROM, max.	64 Mbyte	64 Mbyte	64 Mbyte
• integrated RAM, max.	256 Kibyte	256 Kibyte	256 Kibyte
• expandable RAM	Yes	Yes	Yes
• expandable RAM, max.	64 Mbyte	64 Mbyte	64 Mbyte
Backup			
• present	Yes	Yes	Yes
• with battery	Yes; All data	Yes; All data	Yes; All data
• without battery	No	No	No
CPU-blocks			
DB			
• Number, max.	4 095; Number range: 1 to 4095	4 095; Number range: 1 to 4095	8 191; Number range: 1 - 8191
• Size, max.	64 Kibyte	64 Kibyte	64 Kibyte
FB			
• Number, max.	2 048; Number range: 0 to 2047	2 048; Number range: 0 to 2047	6 144; Number range: 0 - 6143
• Size, max.	64 Kibyte	64 Kibyte	64 Kibyte
FC			
• Number, max.	2 048; Number range: 0 to 2047	2 048; Number range: 0 to 2047	6 144; Number range: 0 - 6143
• Size, max.	64 Kibyte	64 Kibyte	64 Kibyte
OB			
• Size, max.	64 Kibyte	64 Kibyte	64 Kibyte
Nesting depth			
• per priority class	24	24	24
• additional within an error OB	1	1	2

SIMATIC S7-400

Central processing units

Fault-tolerant CPUs
CPU 412H, CPU 414H, CPU 417H

Technical specifications (continued)

	6ES7 412-3HJ14-0AB0	6ES7 414-4HM14-0AB0	6ES7 417-4HT14-0AB0
CPU processing times			
for bit operations, min.	0.075 µs	0.045 µs	0.018 µs
for word operations, min.	0.075 µs	0.045 µs	0.018 µs
for fixed point arithmetic, min.	0.075 µs	0.045 µs	0.018 µs
for floating point arithmetic, min.	0.225 µs	0.135 µs	0.054 µs
Counters, timers and their retentivity			
S7 counter			
• Number	2 048	2 048	2 048
• Retentivity			
- adjustable	Yes	Yes	Yes
- lower limit	0	0	0
- upper limit	2 047	2 047	2 047
- preset	Z 0 to Z 7	Z 0 to Z 7	Z 0 to Z 7
• Counting range			
- lower limit	0	0	0
- upper limit	999	999	999
IEC counter			
• present	Yes	Yes	Yes
• Type	SFB	SFB	SFB
S7 times			
• Number	2 048	2 048	2 048
• Retentivity			
- adjustable	Yes	Yes	Yes
- lower limit	0	0	0
- upper limit	2 047	2 047	2 047
- preset	No times retentive	No times retentive	No times retentive
• Time range			
- lower limit	10 ms	10 ms	10 ms
- upper limit	9 990 s	9 990 s	9 990 s
IEC timer			
• present	Yes	Yes	Yes
• Type	SFB	SFB	SFB
Data areas and their retentivity			
retentive data area, total	Total working and load memory (with backup battery)	Total working and load memory (with backup battery)	Total working and load memory (with backup battery)
Flag			
• Number, max.	8 Kibyte	8 Kibyte	16 Kibyte
• Retentivity available	Yes	Yes	Yes
• Number of clock memories	8; (in 1 memory byte)	8; (in 1 memory byte)	8; (in 1 memory byte)
Data blocks			
• Number, max.	4 095; Number range: 1 to 4095	4 095; Number range: 1 to 4095	8 191; Number range: 1 - 8191
• Size, max.	64 Kibyte	64 Kibyte	64 Kibyte
Local data			
• adjustable, max.	16 Kibyte	16 Kibyte	64 Kibyte
• preset	8 Kibyte	8 Kibyte	32 Kibyte
Address area			
I/O address area			
• overall	8 Kibyte	8 Kibyte	16 Kibyte
• Outputs	8 Kibyte	8 Kibyte	16 Kibyte
• of which, distributed			
- MPI/DP interface, inputs	2 Kibyte	2 Kibyte	2 Kibyte
- MPI/DP interface, outputs	2 Kibyte	2 Kibyte	2 Kibyte
- DP interface, inputs		6 Kibyte	8 Kibyte
- DP interface, outputs		6 Kibyte	8 Kibyte

SIMATIC S7-400

Central processing units

Fault-tolerant CPUs
CPU 412H, CPU 414H, CPU 417H

Technical specifications (continued)

	6ES7 412-3HJ14-0AB0	6ES7 414-4HM14-0AB0	6ES7 417-4HT14-0AB0
Process image			
• Inputs, adjustable	8 Kibyte	8 Kibyte	16 Kibyte
• Outputs, adjustable	8 Kibyte	8 Kibyte	16 Kibyte
• Inputs, preset	256 byte	256 byte	1 024 byte
• Outputs, preset	256 byte	256 byte	1 024 byte
• consistent data, max.	244 byte	244 byte	244 byte
• Access to consistent data in process image	Yes	Yes	Yes
Subprocess images			
• Number of subprocess images, max.	15	15	15
Digital channels			
• Inputs	65 536	65 536	131 072
• Outputs	65 536	65 536	131 072
• Inputs, of which central	65 536	65 536	131 072
• Outputs, of which central	65 536	65 536	131 072
Analog channels			
• Inputs	4 096	4 096	8 192
• Outputs	4 096	4 096	8 192
• Inputs, of which central	4 096	4 096	8 192
• Outputs, of which central	4 096	4 096	8 192
Hardware configuration			
connectable OPs	15 without message processing, 8 with message processing	31 without message processing, 8 with message processing	63 without message processing, 16 with message processing
Central devices, max.	1	1	1
Expansion devices, max.	21	21	21
Multicomputing	No	No	No
Interface modules			
• Number of connectable IMs (total), max.	6	6	6
• Number of connectable IMs 460, max.	6	6	6
• Number of connectable IMs 463, max.	4; Single mode only	4; Single mode only	4; Single mode only
Number of DP masters			
• integrated	1	2	2
• via CP	10	10	10
• Mixed mode IM + CP permitted	No	No	No
• via interface module	0		
Number of operable FMs and CPs (recommended)			
• FM	See manual Automation System S7-400H fault-tolerant systems. Limited by number of slots and number of connections	See manual Automation System S7-400H fault-tolerant systems. Limited by number of slots and number of connections	See manual Automation System S7-400H fault-tolerant systems. Limited by number of slots and number of connections
• CP, point-to-point	See manual Automation System S7-400H fault-tolerant systems. Limited by number of slots and number of connections	See manual Automation System S7-400H fault-tolerant systems. Limited by number of slots and number of connections	See manual Automation System S7-400H fault-tolerant systems. Limited by number of slots and number of connections
• PROFIBUS and Ethernet CPs	14; Of which max. 10 CP as DP master	14; Of which max. 10 CP as DP master	14; Of which max. 10 CP as DP master
Time			
Clock			
• Hardware clock (real-time clock)	Yes	Yes	Yes
• battery-backed and synchronizable	Yes	Yes	Yes
• Resolution	1 ms	1 ms	1 ms
Runtime meter			
• Number	8	8	8

SIMATIC S7-400

Central processing units

Fault-tolerant CPUs
CPU 412H, CPU 414H, CPU 417H

Technical specifications (continued)

	6ES7 412-3HJ14-0AB0	6ES7 414-4HM14-0AB0	6ES7 417-4HT14-0AB0
Clock synchronization			
• supported	Yes	Yes	Yes
• to MPI, master	Yes	Yes	Yes
• to MPI, slave	Yes	Yes	Yes
• to DP, master	Yes	Yes	Yes
• to DP, slave	Yes	Yes	Yes
• in AS, master	Yes	Yes	Yes
• in AS, slave	Yes	Yes	Yes
S7 message functions			
Number of login stations for message functions, max.	8	8	16
Symbol-related messages	No	No	No
Block related messages	Yes	Yes	Yes
Alarm 8-blocks	Yes	Yes	Yes
Process control messages	Yes	Yes	Yes
Test commissioning functions			
Status/control			
• Status/control variable	Yes	Yes	Yes
Forcing			
• Forcing	Yes	Yes	Yes
Status block	Yes	Yes	Yes
Single step	Yes	Yes	Yes
Number of breakpoints	4	4	4
Diagnostic buffer			
• present	Yes	Yes	Yes
• Number of entries, max.	3 200	3 200	3 200
- adjustable	Yes	Yes	Yes
- preset	120	120	120
Communication functions			
PG/OP communication	Yes	Yes	Yes
Routing	Yes	Yes	Yes
Global data communication			
• supported	No	No	No
S7 basic communication			
• supported	No	No	No
S7 communication			
• supported	Yes	Yes	Yes
• as server	Yes	Yes	Yes
• as client	Yes	Yes	Yes
• User data per job, max.	64 Kibyte	64 Kibyte	64 Kibyte
S5-compatible communication			
• supported	Yes; (via CP max. 10 and FC AG_SEND and FC AG_RECV) 8 Kibyte	Yes; (via CP max. 10 and FC AG_SEND and FC AG_RECV) 8 Kibyte	Yes; (via CP max. 10 and FC AG_SEND and FC AG_RECV) 8 Kibyte
• User data per job, max.			
Standard communication (FMS)			
• supported	Yes; Via CP and loadable FB	Yes; Via CP and loadable FB	Yes; Via CP and loadable FB
Number of connections			
• overall	16	32	64

SIMATIC S7-400

Central processing units

Fault-tolerant CPUs
CPU 412H, CPU 414H, CPU 417H

Technical specifications (continued)

	6ES7 412-3HJ14-0AB0	6ES7 414-4HM14-0AB0	6ES7 417-4HT14-0AB0
1st interface			
Type of interface	Integrated	Integrated	Integrated
Physics	RS 485 / PROFIBUS + MPI	RS 485 / PROFIBUS + MPI	RS 485 / PROFIBUS + MPI
Isolated	Yes	Yes	Yes
Power supply to interface (15 to 30 V DC), max.	150 mA	150 mA	150 mA
Number of connection resources	MPI: 16, DP: 16	MPI: 32, DP: 32	MPI: 44, DP: 32
Functionality			
• MPI	Yes	Yes	Yes
• DP master	Yes	Yes	Yes
• DP slave	No	No	No
MPI			
• Number of connections	16	32	44
• Services			
- PG/OP communication	Yes	Yes	Yes
- Routing	Yes	Yes	Yes
- Global data communication	No	No	No
- S7 basic communication	No	No	No
- S7 communication	Yes	Yes	Yes
- S7 communication, as client			Yes
- S7 communication, as server			Yes
• Transmission rate, max.	12 Mbit/s	12 Mbit/s	12 Mbit/s
DP master			
• Number of connections, max.	16	16	32
• Services			
- PG/OP communication	Yes	Yes	Yes
- Routing	Yes	Yes	Yes
- Global data communication	No	No	No
- S7 basic communication	No	No	No
- S7 communication	Yes	Yes	Yes
- S7 communication, as client			Yes
- S7 communication, as server			Yes
- Equidistance mode support	No	No	No
- SYNC/FREEZE	No	No	No
- Activation/deactivation of DP slaves	No	No	No
- Direct data exchange (slave-to-slave communication)	No	No	No
• Transmission rate, max.	12 Mbit/s	12 Mbit/s	12 Mbit/s
• Number of DP slaves, max.	32	32	32
• Address area			
- Inputs, max.	2 Kibyte	2 Kibyte	2 Kibyte
- Outputs, max.	2 Kibyte	2 Kibyte	2 Kibyte
• User data per DP slave			
- User data per DP slave, max.	244 byte	244 byte	244 byte
- Inputs, max.	244 byte	244 byte	244 byte
- Outputs, max.	244 byte	244 byte	244 byte
- Slots, max.	244	244	244
- per slot, max.	128 byte	128 byte	128 byte
DP slave			
• Number of connections	No configuration of CPU as DP slave		

SIMATIC S7-400

Central processing units

Fault-tolerant CPUs
CPU 412H, CPU 414H, CPU 417H

Technical specifications (continued)

	6ES7 412-3HJ14-0AB0	6ES7 414-4HM14-0AB0	6ES7 417-4HT14-0AB0
2nd interface			
Type of interface		Integrated	Integrated
Physics		RS 485 / PROFIBUS + MPI	RS 485 / PROFIBUS + MPI
Isolated		Yes	Yes
Power supply to interface (15 to 30 V DC), max.		150 mA	150 mA
Number of connection resources		16	32
Functionality			
• DP master		Yes	Yes
• DP slave		No	No
DP master			
• Number of connections, max.		16	32
• Services			
- PG/OP communication		Yes	Yes
- Routing		Yes	Yes
- Global data communication		No	No
- S7 basic communication		No	No
- S7 communication		Yes	Yes
- Equidistance mode support		No	No
- SYNC/FREEZE		No	No
- Activation/deactivation of DP slaves		No	No
- Direct data exchange (slave-to-slave communication)		No	No
• Transmission rate, max.		12 Mbit/s	12 Mbit/s
• Number of DP slaves, max.		96	125
• Address area			
- Inputs, max.		6 Kibyte	8 Kibyte
- Outputs, max.		6 Kibyte	8 Kibyte
• User data per DP slave			
- User data per DP slave, max.		244 byte	244 byte
- Inputs, max.		244 byte	244 byte
- Outputs, max.		244 byte	244 byte
- Slots, max.		244	244
- per slot, max.		128 byte	128 byte
3rd interface			
Type of interface	Pluggable synchronization submodule (FO)	Pluggable synchronization submodule (FO)	Pluggable synchronization submodule (FO)
Plug-in interface modules	Synchronization submodule IF 960 6ES7 960-1AA04-0XA0	Synchronization submodule IF 960 6ES7 960-1AA04-0XA0 or 6ES7 960-1AB04-0XA0	Synchronization submodule IF 960 6ES7 960-1AA04-0XA0 or 6ES7 960-1AB04-0XA0
4th interface			
Type of interface	Pluggable synchronization submodule (FO)	Pluggable synchronization submodule (FO)	Pluggable synchronization submodule (FO)
Plug-in interface modules	Synchronization submodule IF 960 6ES7 960-1AA04-0XA0	Synchronization submodule IF 960 6ES7 960-1AA04-0XA0 or 6ES7 960-1AB04-0XA0	Synchronization submodule IF 960 6ES7 960-1AA04-0XA0 or 6ES7 960-1AB04-0XA0
Isochronous mode			
Isochronous mode	No		
Equidistance	No		
CIR - Configuration in RUN			
CIR synchronization time, basic load	150 ms	100 ms	60 ms
CIR synchronization time, time per I/O slave	40 µs	25 µs	10 µs

SIMATIC S7-400

Central processing units

Fault-tolerant CPUs
CPU 412H, CPU 414H, CPU 417H

Technical specifications (continued)

	6ES7 412-3HJ14-0AB0	6ES7 414-4HM14-0AB0	6ES7 417-4HT14-0AB0
Programming			
Configuration software			
• STEP 7	Yes; With hardware update as of STEP7 V5.3 SP2	Yes; With hardware update as of STEP7 V5.3 SP2	Yes; With hardware update as of STEP7 V5.3 SP2
Programming language			
• STEP 7	Yes	Yes	Yes
• LAD	Yes	Yes	Yes
• FBD	Yes	Yes	Yes
• STL	Yes	Yes	Yes
• SCL	Yes	Yes	Yes
• CFC	Yes	Yes	Yes
• GRAPH	Yes	Yes	Yes
• HiGraph®	Yes	Yes	Yes
Nesting levels	8	8	8
Know-how protection			
• User program protection/password protection	Yes	Yes	Yes
Dimensions			
Required slots	2	2	2
Dimensions and weight			
Dimensions			
• Width	50 mm	50 mm	50 mm
• Height	290 mm	290 mm	290 mm
• Depth	219 mm	219 mm	219 mm
Weight			
• Weight, approx.	990 g	995 g	995 g

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad: Fikret Yıldırım

Doğum Yeri ve Tarihi: Niksar, 03.04.1988

Adres: Üsküdar / İstanbul

E-Posta: y.fikret@gmail.com

Lisans: Kocaeli Üniversitesi Elektronik ve Haberleşme Mühendisliği (2006-2010)

Mesleki Deneyim ve Ödüller:

- 2007 – 2008 (Staj) : ESİT Elektronik Sistemleri İmalat ve Tic. Ltd. Şti. (4 hafta)
- 2008 – 2009 (Staj) : Kocaeli Üniversitesi Kontrol Sistemleri Laboratuvarı (4 Hafta)
- 2010 – 2012: Heitec Mühendislik ve Sistem Çözümleri San. Tic. Ltd. Şti. / Endüstriyel Otomasyon
- 2012 – Hala : Siemens Sanayi ve Ticaret A.Ş. – Altyapı ve Şehirler / Akıllı Şebekeler / Enerji Otomasyonu / Mühendislik (IC SG EA E)