

دانشکده مهندسی - گروه برق
پایان نامه کارشناسی ارشد

جانمایی بهینه PMU و زیرساخت مخابراتی آن با استفاده از الگوریتم مورچگان

غلامرضا کوهساری

استاد راهنما:

پروفسور محمد حسین جاویدی

استاد مشاور:

دکتر محمد شهر آئینی

زمستان ۱۳۹۱

کاغذ کمتر = درخت بیشتر

برای ساخت هر ۳۰۰۰ برگ کاغذ، یک درخت تنومند بریده می‌شود و هزاران کیلوگرم دی‌اکسیدکربن وارد هواکره می‌شود.

این پایان‌نامه بر روی دو سطح کاغذها نگاشته شده است تا زیستگاه ما، زمین، سبز بماند.



پاسکوزاری:

باساس از پروردگاری بمتا، بر خود لازم می‌دانم در آغاز این پایان نامه از تمامی عزیزانی که مراد نخواست این پایان نامه یاری رسانده‌اند، پاسکوزاری کنم.

از استاد بزرگوارم، جناب آقای پروفور جاویدی، که دراز مدت تحصیل راهبانی و پشتیبانی کرده‌اند شکر و قدردانی می‌نمایم. از آقای دکتر شراستی که با مشاوره‌های ارزشمند

خود راه این پژوهش را هموارتر نمودند نیز پاسکوزاری می‌کنم. همچنین از آقایان دکتر رجبی شندی و دکتر ساد که آموزه‌های ایشان در طول دوره‌ی تحصیلات دانشگاهی من منجر به نخواست این

پایان نامه شده است و اکنون زحمت تقدیر و اصلاح این پایان نامه را بر عهده دارند شکر می‌کنم.

از حمایت‌های شرکت برق منطقه‌ای خراسان و بخصوص مدیریت و کارشناسان دیسپاچینگ شمال شرق کشور که در شکل‌گیری و ایده‌پردازی این پایان نامه مرایاری نموده‌اند و اعضای

محترم لابراتوار مطالعات سیستم و تجدید ساختار که در این سالها از به نظری ایشان بهره‌برده‌ام پاسکوزارم.

چکیده:

مصرف فزاینده‌ی انرژی الکتریکی امروزه منجر به گسترش شبکه‌های انتقال در پهنه‌های وسیع جغرافیایی و پیچیدگی آنها شده است. از طرفی با توجه به نقش حیاتی این انرژی، هرروز قابلیت اطمینان بالاتری از شبکه درخواست می‌شود که تنها با پایش و کنترل دائم شبکه بدست خواهد آمد. این امر با استفاده از سیستم‌های متداول پایش و کنترل، به سختی محقق می‌شود. بنابراین، امروزه سیستم‌های مدرنی مانند سیستم اندازه‌گیری ناحیه گسترده (WAMS) در شبکه‌های قدرت به کار گرفته می‌شوند. WAMS از دستگاه‌های اندازه‌گیری فازور (PMU) برای اندازه‌گیری پارامترهای شبکه استفاده می‌کند و در اتاق کنترل مرکزی تخمینگر حالت از این داده‌های خام، برای تخمین حالتی معتبر از سیستم، استفاده می‌کند. استفاده از این تخمینگرهای خطی، مستلزم نصب PMUها در شبکه و ایجاد زیرساخت مخابراتی مناسب آنها، برای انتقال داده‌های خام اندازه‌گیری می‌باشد. مهیا کردن این ملزومات نیاز به سرمایه‌گذاری قابل توجهی دارد. بنابراین، انتخاب طرح بهینه‌ی نصب PMUها و اجرای زیرساخت مخابراتی مناسب، بسیار مهم خواهد بود.

در این پایان‌نامه، الگوریتم جدیدی برای تهیه‌ی طرح‌های مورد نیاز برای اجرای این پروژه پیشنهاد گردیده است. این الگوریتم بر پایه‌ی الگوریتم بهینه‌سازی مورچگان بنا شده است. همچنین با توجه به ابعاد بزرگ مسئله و قیود پیچیده‌ی آن دو ترفند برای بهبود عملکرد الگوریتم در این مسئله، پیشنهاد شده است. همچنین در این پایان‌نامه، برخی ملاحظات مهندسی در مدل‌سازی ریاضی مسئله از جمله وجود فیبرهای نوری از پیش نصب شده در شبکه، فاصله‌ی بین اتاق کنترل مرکزی و شبکه‌ی فیبر نوری و... نیز معرفی خواهند شد. همچنین، روش‌های کاهش ابعاد مسئله‌ی جانمایی بهینه بررسی شده و به آنها یک مورد جدید نیز اضافه شده است. برای اثبات کارایی بهتر الگوریتم پیشنهادی نسبت به روش‌های پیشین، نتایج آن برای شبکه‌های نمونه‌ی IEEE با روش‌های گذشته مقایسه شده است و نتایج آن به منظور تایید کارایی بهتر الگوریتم در فصل پنجم با هم مقایسه شده است. الگوریتم پیشنهادی برای کار در شبکه‌های واقعی علاوه بر توانایی مدیریت قیود مختلف، باید بخوبی در شبکه‌های بزرگ نیز عمل کند، بنابراین الگوریتم پیشنهادی روی شبکه‌ی IEEE-118BUS به عنوان یک شبکه‌ی نسبتاً بزرگ تست شده است و کارایی آن در این شبکه به مراتب بهتر از سایر روش‌ها بوده است.

فهرست مطالب

I.....	سپاسگزاری:
II.....	چکیده:
V.....	فهرست شکل‌ها.....
VI.....	فهرست جدول‌ها.....
VII.....	اختصارات.....
	فصل نخست
۱.....	دیباجه.....
۴.....	۱-۱- ساختار پایان‌نامه.....
	فصل دوم
۵.....	تخمین حالت سیستم قدرت.....
۵.....	۱-۲- مقدمه‌ای بر تخمین حالت.....
۷.....	۲-۲- دستگاه اندازه‌گیری فازور (PMU).....
۹.....	۳-۲- داده‌های سیستم.....
۱۰.....	۴-۲- تخمین حالت متداول.....
۱۳.....	۱-۴-۲- الگوریتم حل مسئله‌ی مجموع مربعات وزن‌دار (WLS).....
۱۵.....	۲-۴-۲- توابع اندازه‌گیری.....
۱۶.....	۵-۲- تخمین حالت پیوندی.....
۱۶.....	۱-۵-۲- پردازش همزمان داده‌های متداول و PMU.....
۱۸.....	۲-۵-۲- پردازش سری داده‌های متداول و PMU.....
۱۹.....	۶-۲- تخمین حالت خطی برپایه‌ی PMU.....
۲۰.....	۱-۶-۲- تخمین حالت خطی سیستم دو باسه.....
۲۱.....	۲-۶-۲- فرمول‌بندی ماتریسی تخمین حالت خطی.....
۲۵.....	۳-۶-۲- حل معادلات خطی تخمین حالت برپایه‌ی PMU.....
	فصل سوم
۲۷.....	مشاهده‌پذیری سیستم قدرت.....
۳۳.....	۱-۳- روش ماتریس تلاقی تکمیل شده.....
۳۵.....	۲-۳- افزونگی مشاهده‌پذیری.....
	فصل چهارم
۳۷.....	جانمایی بهینه‌ی ادوات اندازه‌گیری سیستم قدرت.....
۳۸.....	۱-۴- فرمول‌بندی مسئله‌ی OPP.....
۳۹.....	۲-۴- کاهش تعداد باس‌های شبکه در گراف جانمایی.....
۴۴.....	۳-۴- راه حل‌های مسئله‌ی OPP.....
۴۴.....	۱-۳-۴- برنامه‌ریزی خطی صحیح.....

۴۶ ۲-۳-۴- الگوریتم حریرانه
۴۷ ۳-۳-۴- الگوریتم جستجوی عمق اول
۴۸ ۴-۳-۴- شبیه‌سازی آبکاری فولاد
۴۹ ۵-۳-۴- الگوریتم جستجوی ممنوعه
۵۱ ۴-۴- طراحی سیستم اندازه‌گیری ناحیه‌ی گسترده

فصل پنجم

۵۵ الگوریتم پیشنهادی جانمایی ادوات سیستم اندازه‌گیری ناحیه‌ی گسترده
۵۵ ۱-۵- مقدمه
۵۷ ۲-۵- جانمایی بهینه‌ی PMU و OPGW
۵۸ ۳-۵- الگوریتم مورچگان
۶۰ ۴-۵- تنظیم الگوریتم مورچگان برای مسئله‌ی جانمایی بهینه‌ی PMU و OPGW
۶۲ ۵-۵- بهبود عملکرد الگوریتم مورچگان
۶۲ ۱-۵-۵- حذف PMU اضافی
۶۳ ۲-۵-۵- حذف OPGW اضافی
۶۶ ۶-۵- نتایج شبیه‌سازی الگوریتم پیشنهادی
۶۸ ۱-۶-۵- فیرهای نوری از پیش نصب شده در شبکه

فصل ششم

۷۳ جمع‌بندی و پیشنهادات
۷۵ مراجع

پیوست یک

۷۹ برنامه‌های کامپیوتری
۷۹ پ ۱-۱- برنامه‌ی اصلی جانمایی ادوات سیستم اندازه‌گیری ناحیه‌ی گسترده
۸۲ پ ۲-۱- اطلاعات شبکه‌های نمونه‌ی بکار رفته در برنامه جانمایی
۸۳ پ ۳-۱- تابع جایگذاری اولین PMU
۸۳ پ ۴-۱- تابع حذف PMU اضافی
۸۴ پ ۵-۱- تابع حذف OPGW اضافی

پیوست دو

۸۵ دیاگرام تک خطی شبکه‌های نمونه‌ی IEEE
۸۵ پ ۱-۲- IEEE-30BUS
۸۶ پ ۲-۲- IEEE-57BUS
۸۷ پ ۳-۲- IEEE-118BUS

پیوست سه

۸۹ مقالات منتشر شده
----	------------------------

فهرست شکل‌ها

- شکل (۱-۱): حالت‌های گوناگون بهره‌برداری از سیستم قدرت..... ۲
- شکل (۱-۲): اندازه‌گیری فازور ولتاژ توسط PMU..... ۷
- شکل (۲-۲): دیاگرام بلوکی یک PMU..... ۸
- شکل (۳-۲): اولین نمونه‌ی صنعتی PMU ساخته شده توسط شرکت ویرجینیا تکنولوژی [۸]..... ۹
- شکل (۴-۲): تابع چگالی احتمال توزیع نرمال (گوسی)..... ۱۱
- شکل (۵-۲): فلوجارت الگوریتم WLS..... ۱۴
- شکل (۶-۲): مدل π برای خط انتقال..... ۱۵
- شکل (۷-۲): شبکه‌ی دو باسه‌ی نمونه برای تخمین حالت خطی..... ۲۰
- شکل (۸-۲): شبکه‌ی نمونه‌ی چهار باسه برای تخمین حالت خطی برپایه‌ی PMU..... ۲۲
- شکل (۱-۳): قانون اول مشاهده‌پذیری، مقادیر قرمز دانسته هستند و مقادیر آبی رنگ می‌توانند محاسبه شوند..... ۲۹
- شکل (۲-۳): قانون دوم مشاهده‌پذیری، مقادیر قرمز دانسته هستند و مقادیر آبی رنگ می‌توانند محاسبه شوند..... ۲۹
- شکل (۳-۳): قانون سوم مشاهده‌پذیری، مقادیر قرمز دانسته هستند و مقادیر آبی رنگ می‌توانند محاسبه شوند..... ۳۰
- شکل (۴-۳): فلوجارت بررسی مشاهده‌پذیری ساختاری..... ۳۱
- شکل (۵-۳): نمودار گردشی بررسی مشاهده‌پذیری به روش ماتریس تلاقی تکمیل شده..... ۳۴
- شکل (۱-۴): خط دارای انشعاب و معادل آن در مسئله‌ی OPP [۲۹]..... ۴۰
- شکل (۲-۴): باس مشترک ژنراتوری و معادل آن در مسئله‌ی OPP [۲۹]..... ۴۰
- شکل (۳-۴): باس مجازی اتصال ادوات موازی به شبکه و معادل آن در مسئله‌ی OPP [۲۹]..... ۴۰
- شکل (۴-۴): باس مجازی خازن جبران‌ساز سری و معادل آن در مسئله‌ی OPP [۲۹]..... ۴۱
- شکل (۵-۴): باس‌های مجازی ترانسفورماتور سه سیم‌پیچ و معادل آنها در مسئله‌ی OPP [۲۹]..... ۴۱
- شکل (۶-۴): خط انتقال DC و معادل آن در مسئله‌ی OPP [۲۴]..... ۴۲
- شکل (۷-۴): باس‌های ساختگی و معادل آن در مسئله‌ی OPP [۲۴]..... ۴۲
- شکل (۸-۴): باس‌های بسیار نزدیک به هم، پست توس و فردوسی در شبکه‌ی خراسان در فاصله‌ی ۴۰۰ متری از یکدیگر [۳۰]..... ۴۳
- شکل (۹-۴): شبکه‌ی ۹ باسه‌ی نمونه برای توضیح الگوریتم حریصانه..... ۴۶
- شکل (۱۱-۵): الگوریتم جستجوی عمق اول برای جانمایی PMU..... ۴۷
- شکل (۱۰-۴): دیاگرام تک خطی شبکه‌ی New England 39 Bus [۲۵]..... ۵۰
- شکل (۱-۵): حذف PMU اضافی..... ۶۳
- شکل (۲-۵): حذف OPGW اضافی..... ۶۴

شکل (۳-۵): فلوچارت الگوریتم جانمایی PMU و OPGW پیشنهادی	۶۵
شکل (۴-۵): طرح جانمایی PMU و OPGW با استفاده از روش پیشنهادی در شبکه‌ی IEEE-30BUS	۶۹
شکل (۵-۵): طرح جانمایی PMU و OPGW با استفاده از روش پیشنهادی بدون در نظر گرفتن باسهای بدون تزریق در شبکه‌ی IEEE-57BUS	۷۰
شکل (۶-۵): طرح جانمایی PMU و OPGW با استفاده از روش پیشنهادی با در نظر گرفتن یک فیبر نوری از پیش نصب شده و بدون در نظر گرفتن باسهای بدون تزریق در شبکه‌ی IEEE-57BUS	۷۱
شکل (۷-۵): طرح جانمایی PMU و OPGW با استفاده از الگوریتم پیشنهادی با در نظر گرفتن باسهای بدون تزریق در شبکه‌ی IEEE-57BUS	۷۲

فهرست جدول‌ها

جدول (۱-۴): نتایج الگوریتم حریم‌بندی برای جانمایی بهینه‌ی PMU در ۵ شبکه‌ی نمونه	۴۷
جدول (۲-۴): نتایج جانمایی PMU در شبکه‌های نمونه با استفاده از روش الگوریتم جستجوی ممنوعه [۲۵]	۵۰
جدول (۳-۴): نتایج جانمایی PMU با دو روش مستقل و همزمان با OPGW [۴۵]	۵۳
جدول (۱-۵): مقایسه‌ی نتایج الگوریتم پیشنهادی با روش‌های پیشین	۶۶
جدول (۲-۵): محل جایگذاری PMUها در شبکه‌های نمونه‌ی مورد آزمایش با الگوریتم پیشنهادی	۶۷
جدول (۳-۵): محل جایگذاری OPGWها در شبکه‌های نمونه‌ی مورد آزمایش با الگوریتم پیشنهادی	۶۷
جدول (۴-۵): مقایسه‌ی نتایج الگوریتم پیشنهادی با در نظر گرفتن یک فیبر نوری از پیش نصب شده و بدون آن	۷۱
جدول (۵-۵): مقایسه‌ی نتایج الگوریتم پیشنهادی با در نظر گرفتن باس‌های بدون تزریق جریان و بدون آن	۷۲

اختصارات

Acronyms:

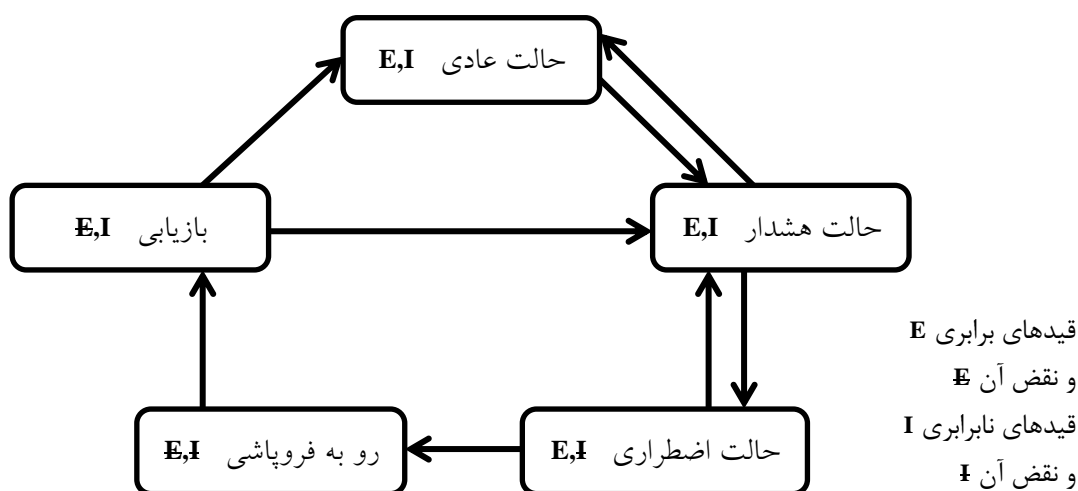
ACO	: Ant Colony Optimization
ADSS	: All-Dielectric Self-Supporting
CT	: Current Transformer
DCS	: Digital Control System (in electrical substations)
DFR	: Digital Fault Recorder
EMS	: Energy Management System
GPS	: Global Positioning System
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
IED	: Intelligent Electronic Device
ILP	: Integer Linear Programming
OPGW	: Optical Power Ground Wire
OPP	: Optimum PMU Placement
PT	: Potential Transformer
PDC	: Phasor Data Concentrator
PDF	: Probability Density Function
PLC	: Power Line Communication
PLC	: Programmable Logic Computer
PMU	: Phase Measurement Unit
RTU	: Remote Terminal Unit
SCADA	: Supervisory Control and Data Acquisition
SCDR	: Synchronous Component Distance Relay
SLD	: Single Line Diagram
WAMS	: Wide Area Measurement System
WLS	: Weighted Least Square

فصل نخست

دیباچه

در جوامع امروزی سیستم تأمین انرژی الکتریکی، شامل مراکز تولید توان الکتریکی و شبکه‌ی گسترده‌ی انتقال و توزیع انرژی الکتریکی، یکی از زیرساخت‌های حیاتی تأمین انرژی به حساب می‌آید. صنایع، شهرها و بخش‌های خدماتی، با تکیه بر قابلیت اطمینان بسیار بالای تأمین انرژی الکتریکی توسط این سیستم، در طول زمان رشد کرده و توسعه یافته‌اند، به طوری که امروزه این انرژی تبدیل به یکی از اجزای ضروری برای زندگی شده است و زندگی امروزی بشر حتی در نوع روستایی آن نیز بدون وجود دسترسی به این انرژی قابل تصور نیست. وقتی وارد یک اتاق می‌شویم ناخودآگاه به دنبال کلید روشنایی اتاق می‌گردیم، بدون آنکه حتی لحظه‌ای به این موضوع فکر کنیم که شاید با احتمال بسیار ناچیز لامپ اتاق روشن نشود! در واقع، انتظار چنین اتفاقی را نداریم. تقریباً تمام وسایل اطراف ما از وسایل آشپزخانه، ابزارهای ارتباطی، ابزارهای سرگرمی، ابزارهای کار اداری، ادوات صنعتی، پزشکی، سیستم حمل‌ونقل، همه و همه با استفاده از انرژی الکتریکی کار می‌کنند. اینها همه به این دلیل است که ما «فرض بر دسترسی دائمی به انرژی الکتریکی» نداریم، بلکه «باور به دسترسی دائمی به انرژی الکتریکی» داریم. چه بسا، اگر این سیستم با چنین قابلیت اطمینان بالایی در اختیار نبود، استفاده از آن تا به این اندازه گسترش نمی‌یافت. این سطح بسیار بالا از قابلیت اطمینان برای این سیستم بسیار بزرگ، پیچیده و گسترده محقق نشده است، مگر با تلاش فراوان و شبانه‌روزی مهندسان و فن‌ورزان برق در صنایع تولید و انتقال و توزیع برق و سایر سازمان‌های دخیل در این صنعت [۱].

یکی از عوامل حیاتی و مهم برای دسترسی به این سطح بالای قابلیت اطمینان در سیستم بزرگی همچون شبکه‌ی تأمین انرژی الکتریکی که در پهنه‌ی وسیع جغرافیایی گسترده است، یافتن راهی برای ایجاد بازخورد^۱ مناسب از عملکرد سیستم برای کنترل‌کنندگان آن است. سیستم قدرت به طور کلی در یکی از پنج حالت نمودار گردش‌ی شکل (۱-۱) قرار دارد [۲].



شکل (۱-۱): حالت‌های گوناگون بهره‌برداری از سیستم قدرت

در شرایط معمول بهره‌برداری، سیستم قدرت عمدتاً در حالت عادی و گاه در حالت هشدار است، که در آنها تمام قیود برابری و نابرابری سیستم برقرار می‌باشد. سیستم برای مدت زیادی نباید در وضعیت هشدار بماند زیرا در این وضعیت ممکن است با یک حادثه سیستم به وضعیت اضطراری رفته و به فروپاشی نزدیک شود. همچنین بهره‌برداران شبکه علاقه‌مندند سیستم در حالت کار عادی نیز فاصله‌ی خوبی از حالت هشدار داشته باشد [۳]. به این منظور دائماً شاخص‌هایی عددی از وضعیت سیستم محاسبه شده و به طور نسبی فاصله‌ی وضعیت بهره‌برداری سیستم را از حالت هشدار نشان می‌دهند. این شاخص‌ها با توجه به وضعیت بار خطوط و فاصله‌ی آنها با حد مجاز آنها (حد حرارتی یا پایداری بسته به مورد) و همچنین ولتاژ باس‌ها و اهمیت و حدود ولتاژ برای آنها محاسبه می‌شوند. لذا اطلاع لحظه به لحظه از وضعیت شبکه در بهره‌برداری ایمن از شبکه دارای اهمیت بسیار بالایی است. از این رو در طول زمان مهندسان در پی یافتن راهی برای نمایش وضعیت سیستم قدرت با دقت و صحت مناسب بوده‌اند. این سیستم به دلیل گستردگی آن در پهنه‌ی وسیع جغرافیایی امکان پایش و نمایش مستقیم و ساده را ندارد. در سیستم‌های متمرکز در یک محدوده‌ی فیزیکی کوچک، می‌توان با استفاده از چند سنسور مناسب و انتقال ساده‌ی اطلاعات این سنسورها به یک نقطه، به آسانی وضعیت سیستم را مشاهده نمود. اگر بهره‌برداران شبکه اطلاعات مناسبی از وضعیت شبکه داشته باشند می‌توانند در هر لحظه با اتخاذ اقدامات درخور وضعیت شبکه، از نزدیک شدن سیستم به مرزهای ناپایداری سیستم جلوگیری کنند و به افزایش قابلیت اطمینان شبکه کمک کنند. از طرفی، از این اطلاعات حتی در طراحی و برنامه‌ریزی توسعه‌ی شبکه نیز می‌توانند سود ببرند. تعیین الگوهای پیش‌بینی بار باس‌ها

¹ Feedback

و خطوط و غیره بدون داده‌های گذشته‌ی شبکه امکان‌پذیر نیست. تخمین حالت^۱ قسمت کوچکی از سیستم قدرت است که برای پاسخگویی به این دسته از نیازهای بهره‌برداران شبکه‌ی قدرت به وجود آمده است [۱]. البته این تنها کاربرد تخمین حالت در سیستم قدرت نیست. علاوه بر بخش‌های کنترلی، بهره‌برداری و برنامه‌ریزی شبکه، در بخش‌های اقتصادی و بازار برق نیز عملیات مربوطه، بدون اطلاعات تخمین حالت، ممکن نیست.

در سال‌های آغازین دهه‌ی ۶۰ میلادی و پس از خاموشی سراسری شمال شرقی ایالات متحده‌ی امریکا، مهندسان شروع به پایه‌ریزی و توسعه‌ی راه‌هایی برای نمایش وضعیت کل سیستم در یک اتاق کنترل مرکزی (در ایران اصطلاحاً «دیسپاچینگ») نمودند [۴]. آن‌ها زیرساخت‌ها و روش‌های ارتباطی را برای جمع‌آوری داده‌های اندازه‌گیری شده از سیستم، ایجاد کرده و توسعه دادند. همچنین آن‌ها مدل‌هایی برای تعیین ساختار شبکه و تحلیل آن معرفی نمودند. این داده‌ها در اتاق کنترل مرکزی به یک رایانه داده می‌شد و رایانه تصویر بهینه‌ای را از وضعیت سیستم محاسبه می‌کرد و نمایش می‌داد. این تصویر بهینه را «حالت^۲ سیستم می‌نامند [۱]. حالت در سیستم قدرت اغلب به اندازه‌ی دامنه‌ی ولتاژ در تمام باس‌های سیستم و فاز ولتاژ در تمام باس‌ها بجز یک باس سیستم، اطلاق می‌شود [۵]. داده‌های نسبی فاز هستند که در تعیین بار خطوط و ولتاژ باس‌ها و سایر کمیت‌های الکتریکی نقش دارند لذا با قرار دادن فاز یک باس به عنوان مرجع اندازه‌گیری فاز ولتاژ، تنها کافی است اختلاف فاز سایر باس‌ها با این باس مرجع اندازه‌گیری شوند. بنا بر تئوری جامع حالت، با در دست داشتن این متغیرهای حالت می‌توان هر متغیر دیگری را در سیستم محاسبه نمود. فردی که به اندازه‌ی کافی آموزش دیده باشد و با مشخصات الکتریکی و فیزیکی شبکه آشنا باشد (اصطلاحاً دیسپاچر) می‌تواند با این مجموعه‌ی اطلاعات از هر اتفاقی در سیستم مطلع شود و بهره‌برداری آن‌را به خوبی راهبری کند و تصمیمات کنترلی درخور و به موقع بگیرد [۱].

فن‌آوری‌های فراوانی از ابتدای پیدایش تخمین حالت ایجاد شده و پیشرفت کرده‌اند، که هر کدام به طریقی به تکامل و پیشرفت آن کمک کرده‌اند، تا جایی که آن را به یکی از بخش‌های اساسی و کارآمد اتاق کنترل مرکزی تبدیل کرده‌اند. به کارگیری فن‌آوری دستگاه‌های اندازه‌گیری فاز (PMU)^۳ پیشرفت بزرگ بعدی در این زمینه است که کیفیت داده‌های ورودی به تخمین‌گر حالت را بهبود می‌دهد و در نهایت اطلاعات بهتری را جهت ارتقای سطح قابلیت اطمینان شبکه، در دسترس بهره‌برداران شبکه قرار می‌دهد [۱]. همچنین دستگاه‌های اندازه‌گیری فاز می‌توانند در سیستم‌های حفاظتی هوشمند شبکه‌ی قدرت نقش مهم و قابل توجهی را ایفا کنند. رله‌های دیستانس سنکرون^۴ از جمله‌ی این کاربردها هستند [۶]. این نوع رله که به مکان‌یابی دقیق و سریع خطا در خطوط انتقال کمک بزرگی می‌کرد در سال‌های نخست پیدایش خود به دلیل ضعف پردازشگرهای کامپیوتری آن دوره، به خوبی نتوانست جای خود را در سیستم حفاظت شبکه باز کند [۴].

¹ State Estimation

² State

³ Phasor Measurement Unit (PMU)

⁴ Synchronous Component Distance Relay (SCDR)

اگرچه هنوز قیمت PMUها در برابر سایر ابزارهای اندازه‌گیری متداول به شکل قابل ملاحظه‌ای گران است، اما مزایای استفاده از آنها در نمایش و پایش شبکه‌ی انتقال، هزینه‌ی به کارگیری آنها را توجیه می‌کند [۱]. کما اینکه قیمت این تجهیزات با پیشرفت تکنولوژی‌های ساخت نیمه‌هادی‌ها و همچنین تجهیزات کامپیوتری به سرعت رو به کاهش است. چنانکه در مورد گیرنده‌های دستی سیستم موقعیت‌یاب جهانی^۱ در یک دهه‌ی گذشته چنین اتفاقی افتاده است و امروزه به ارزانی در دسترس همگان قرار دارند. شاید در ابتدای ورود GPSها به بازار کمتر کسی تصور می‌کرد زمانی استفاده از آنها در ناوبری متداول‌تر از قطب‌نما شود!

۱-۱- ساختار پایان‌نامه

در فصل پیش روی، به موضوع تخمین حالت سیستم قدرت خواهیم پرداخت. به این منظور در ابتدا دستگاه اندازه‌گیری فازور را مختصراً معرفی می‌کنیم و داده‌های خام اندازه‌گیری سیستم قدرت را معرفی و دسته‌بندی می‌کنیم. پس از آن با توجه به نوع داده‌های خام اندازه‌گیری مورد استفاده‌ی تخمین‌گر حالت آن را به سه دسته‌ی متداول، پیوندی و خطی تقسیم‌بندی می‌کنیم و روش کار هر کدام را شرح خواهیم داد. در فصل سوم در رابطه با مشاهده‌پذیری سیستم قدرت که با داده‌های اندازه‌گیری شده توسط PMUها حالتش تخمین زده می‌شود بحث خواهیم کرد و روشی مدون و جامع را برای بررسی مشاهده‌پذیری سیستم قدرت با داده‌های دسته‌ای مشخص از PMUها، معرفی خواهیم کرد. با توجه به مطالب این دو فصل در فصل چهارم مسئله‌ی جانمایی بهینه‌ی PMU و پس از آن جانمایی بهینه‌ی ادوات سیستم اندازه‌گیری ناحیه‌ی گسترده را مطرح می‌کنیم و راه‌حل‌های هر یک را در مراجع علمی مرور خواهیم کرد. همچنین در این فصل، روش‌های کاهش ابعاد مسئله را نیز بیان می‌کنیم. سپس، در فصل پنجم روش جدیدی را برای جانمایی بهینه‌ی ادوات سیستم اندازه‌گیری ناحیه‌ی گسترده معرفی می‌کنیم. کارایی این روش جدید را بر روی شبکه‌های نمونه‌ی IEEE خواهیم سنجید و برای اثبات کارایی بهتر آن، نتایج آن را با روش‌های دیگر مقایسه خواهیم کرد. همچنین در این میان برخی ملاحظات مهندسی در شبکه‌های حقیقی را نیز در نظر می‌گیریم و راه حل آنها را در الگوریتم پیشنهادی ارائه خواهیم داد.

برنامه‌های کامپیوتری الگوریتم پیشنهادی به طور کامل در پیوست یک و پیوست الکترونیکی پایان‌نامه آورده شده است که می‌تواند در پژوهش‌های بعدی و یا موارد کاربردی استفاده شوند.

¹ Global Positioning System (GPS)

فصل دوم

تخمین حالت سیستم قدرت

۱-۲- مقدمه‌ای بر تخمین حالت

حالت یک سیستم به مجموعه‌ای از متغیرهای آن سیستم گفته می‌شود که برای مشاهده‌ی کامل وضعیت یک سیستم باید معلوم باشند. به بیان دیگر با دانستن مقادیر متغیرهای حالت یک سیستم، تمام متغیرهای آن سیستم با استفاده از آن‌ها، قابل محاسبه خواهند بود. متغیرهای حالت برای یک سیستم مشخص یکتا نیستند و می‌توانیم دسته‌های متفاوتی از متغیرهای سیستم را به عنوان حالت آن سیستم در نظر بگیریم. به طور مرسوم در مورد سیستم قدرت، حالت سیستم، ولتاژ مختلط در تمام باس‌های شبکه انتخاب می‌شود [۷]. این دسته از متغیرهای حالت می‌توانند به صورت اندازه‌ی ولتاژ و زاویه‌ی نسبی فاز آن‌ها نسبت به یکدیگر نیز بیان شوند. در روش اول، متغیرها در سیستم دکارتی و در روش دوم، در سیستم قطبی بیان شده‌اند. با دانستن حالت سیستم در هر لحظه و ساختار شبکه^۱ و امیدانس شاخه‌های شبکه که ثابت و معلوم هستند (البته این دو نیز امکان تغییر در شرایط باز و بست کلیدهای قدرت و یا بروز خطا در شبکه را دارند که تشخیص آن‌ها و اعلام این تغییرات به تخمین‌گر حالت، بر عهده‌ی زیربرنامه‌ای از تخمین حالت است که پردازشگر ساختار^۲ نامیده می‌شود.)، تمام متغیرهای دیگر شبکه از جمله توان اکتیو و راکتیو جاری در خطوط و تزریقی به باس‌ها و جریان آن‌ها قابل محاسبه هستند. در گذشته، داده‌های ناقص و غیرهمزمان از سرتاسر شبکه جمع‌آوری می‌شد و سپس، توسط برنامه‌های پخش بار سعی می‌شد تا

^۱ Topology

^۲ Topology Processor

حالت سیستم محاسبه شود [۸]. گاهی نتیجه‌ی این پخش بار غیر واقعی بود و یا در مواردی، برنامه‌ی پخش بار همگرا نمی‌شد و پاسخی برای حالت شبکه بدست نمی‌آمد [۱].

با افزایش اندازه و پیچیدگی شبکه‌های قدرت، اهمیت دانستن حالت معتبری از سیستم بیش از پیش دیده می‌شد [۹]. اهمیت این موضوع به ویژه زمانی که حادثه‌ی کوچکی در سیستم رخ می‌داد بیشتر دیده می‌شد، حادثه‌ی کوچک به سرعت سبب حوادث پیوسته‌ی دیگری در نزدیکی خود می‌شد و در برخی موارد سرانجام مسبب یک خاموشی سراسری^۱ در شبکه می‌شد. مهندسان با بررسی خاموشی‌های سراسری متوجه این موضوع می‌شدند که اگر اطلاعات لحظه‌ای از حالت سیستم را در زمان وقوع حادثه داشتند، می‌توانستند با انجام اقداماتی به سادگی از گسترش آن حادثه جلوگیری کنند. پس از خاموشی سراسری سال ۱۹۶۵م در اونتاریو کانادا و ایالات شمال شرقی آمریکا که بر اثر آن ۳۰ میلیون نفر ۱۲ ساعت را در خاموشی کامل به سر بردند [۱۰]، مهندسان بازبینی‌های اساسی در برنامه‌های پخش بار انجام دادند و ابزارهای مطمئن تری برای بهره‌برداران شبکه فراهم آوردند [۸]. لذا برنامه‌های «تخمین حالت ایستا»^۲ که اولین بار توسط Fred Schewpe در سال ۱۹۶۰م ارائه شده بود به طور کاربردی مورد استفاده قرار گرفت [۱۱]، [۱۲] و [۱۳].

تخمین حالت ایستا از تمامی داده‌های جمع‌آوری شده از شبکه از جمله اندازه‌ی دامنه‌ی ولتاژ باس‌ها، اندازه‌ی دامنه‌ی جریان عبوری از خطوط و تزریقی به باس‌ها، توان اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط و تزریقی به باس‌ها استفاده می‌کند. بنابراین، عموماً تعداد داده‌های مسئله بیشتر از تعداد متغیرهای حالت خواهد بود و لذا تخمین گر حالت با یک سیستم فوق معین^۳ سروکار دارد. این داده‌های خام با ضرایب وزنی خاص خود که با دقت و صحت داده ارتباط دارد، به یک دسته از معادلات شبیه پخش بار داده می‌شود. به بیان دیگر، در حل این معادلات شبیه پخش بار، داده‌های با دقت و صحت بیشتر، تأثیر بیشتری در پاسخ نهایی معادلات دارند. این دسته از معادلات، غیرخطی هستند و برای حل آن‌ها از روش‌های تکراری با خطی سازی پی‌درپی معادلات استفاده می‌شود. با حل این مسئله‌ی بهینه‌سازی^۴ که خطای بین حالت محاسبه شده و حالت واقعی سیستم را کمینه می‌سازد، حالت شبکه بدست می‌آید.

زمان جمع‌آوری داده‌های اندازه‌گیری از سرتاسر شبکه، به دلیل وجود تأخیر سیستم ارتباطی در ارسال داده‌های اندازه‌گیری و همچنین زمان مورد نیاز برای محاسبات در حل معادلات غیرخطی، می‌تواند نسبتاً بزرگ و قابل ملاحظه باشد [۸] (در مجموع تخمین حالت متداول هر چند دقیقه یکبار انجام می‌شود [۱۴]). البته در طول چند دهه تکامل تخمین حالت، کارایی، سرعت و دقت برنامه‌های تخمین حالت به همراه فن‌آوری‌های مورد استفاده در آن، بسیار بهبود یافته و امروزه نقش اصلی را در کنترل و راهبری ایمن شبکه‌های قدرت ایفا می‌کند [۹].

¹ Black Out

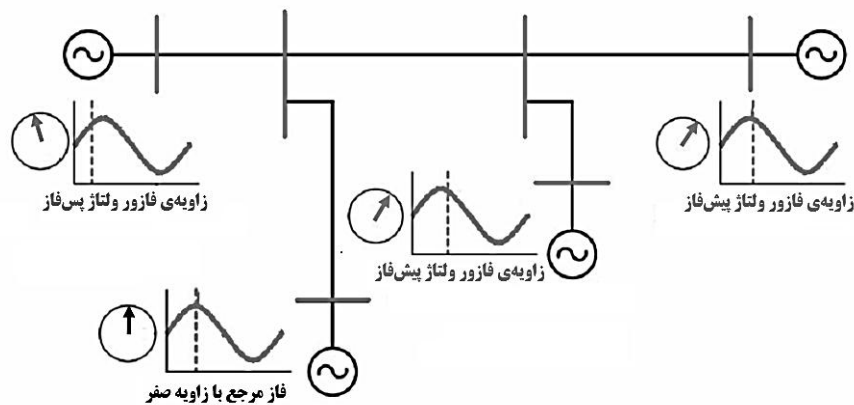
² Static State Estimation

³ Over Determine

⁴ Optimization Problem

۲-۲- دستگاه اندازه‌گیری فازور (PMU)

در سال ۱۹۸۰م. رله‌ی دیستانس سنکرون (SCDR) برای حفاظت بهتر و دقیق‌تر از خطوط انتقال ساخته شد. این رله توانایی اندازه‌گیری سنکرون ولتاژ و جریان خط را دارا بود. اگرچه این وسیله در ابتدا برای استفاده در حفاظت شبکه‌ی قدرت ساخته شده بود، اما توانایی جذاب آن در اندازه‌گیری سنکرون یا همزمان ولتاژ، راهی جدید را در تخمین حالت سیستم قدرت گشود [۶]، این راه در سرانجام خود منجر به ساخت اولین PMU در سال ۱۹۸۸م. توسط لابراتوار تحقیقاتی سیستم قدرت شرکت تکنولوژی ویرجینیا شد [۴]. شکل (۲-۳) این PMU را نشان می‌دهد. دستگاه اندازه‌گیری فازور یک ابزار اندازه‌گیری دیجیتال است که با استفاده از داده‌های ساعت سنکرون سیستم موقعیت‌یاب جهانی^۱ (GPS) امکان اندازه‌گیری مستقیم زاویه‌ی فازور ولتاژ، جریان و... را در باس‌هایی که در آنها نصب می‌شود، فراهم می‌آورد. اندازه‌گیری سنکرون ولتاژ در باس‌هایی که فاصله‌ی زیادی با هم دارند با فنون ولتمتری متداول، به دلیل فاصله‌ی زیاد نقاط اندازه‌گیری، قابل انجام نیست. به بیان ساده می‌توان چنین گفت که اگر در باس‌های شبکه ساعت‌هایی وجود داشته باشند که دقیقاً همزمان کار کنند (کاملاً سنکرون باشند)، یعنی همگی در یک لحظه‌ی مشخص دقیقاً یک زمان یکتا را نشان دهند، با ثبت زمان گذر از صفر ولتاژ سینوسی در هر باس، می‌توان اختلاف فاز آنها را برحسب زمان و سپس با توجه به فرکانس، برحسب رادیان اندازه‌گیری کرد. شکل (۲-۱) اندازه‌گیری زاویه‌ی فازور ولتاژ توسط PMUها را در یک شبکه‌ی کوچک نشان می‌دهد. در این شکل خط چین‌های عمودی یک لحظه‌ی مشخص را نشان می‌دهند.

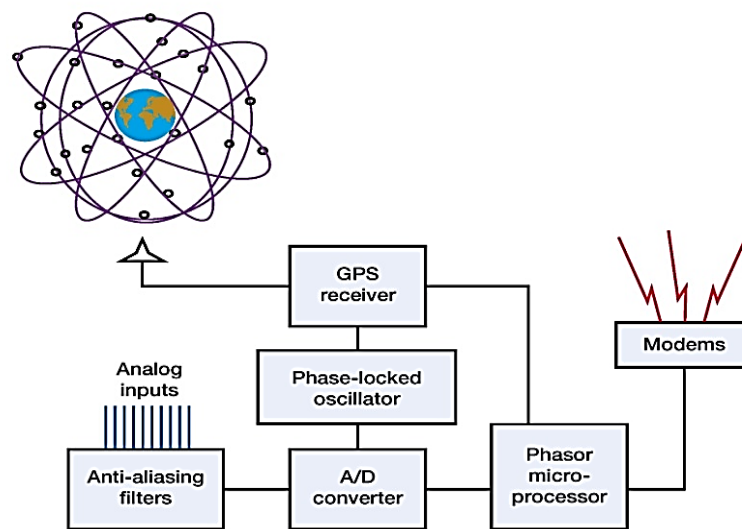


شکل (۲-۱): اندازه‌گیری فازور ولتاژ توسط PMU

PMU به منظور ایجاد ساعت سنکرون اشاره شده در بالا، از سیگنال‌های همزمان‌ساز ارسالی توسط ماهواره‌های سیستم موقعیت‌یاب جهانی کمک می‌گیرد. سیستم موقعیت‌یاب جهانی از ۲۴ ماهواره‌ی در حال گردش به دور زمین تشکیل شده است. این ماهواره‌ها دائماً سیگنال‌های اختصاصی ضعیف میکروویو را منتشر می‌کنند. این سیگنال‌ها در تمام کره‌ی زمین قابل دریافت هستند. گیرنده‌های GPS با استفاده از این سیگنال‌ها و دانستن موقعیت ماهواره‌ها در هر لحظه، می‌توانند طول و عرض جغرافیایی خود و همچنین ارتفاع از سطح دریا را با توجه به

^۱ Global Positioning System (GPS)

فاصله‌ی آنها از هر ماهواره، تعیین کنند. همچنین، از این سیگنال‌ها که به صورت همزمان به همه‌ی گیرنده‌های GPS می‌رسند می‌توان جهت ساخت یک ساعت سنکرون در گیرنده، استفاده کرد. از این ساعت سنکرون در PMU برای برچسب زنی زمانی به اندازه‌ی ولتاژ اندازه‌گیری شده توسط ترانس‌های ولتاژ^۱ استفاده می‌شود (همچنین در مورد جریان و...). چنانکه در شکل (۲-۲) دیده می‌شود، PMUها معمولاً دارای کانال‌های ورودی آنالوگ متعددی هستند. این کانال‌های ورودی به ثانویه‌ی PT^۲ و CT^۳های موجود در یک پست متصل می‌شوند. به این ترتیب در باسی که در آن PMU وجود دارد، اندازه‌ی دامنه و زاویه‌ی فازور ولتاژ باس و جریان تمام خطوط منشعب از آن باس، همگی توسط یک PMU اندازه‌گیری می‌شوند. در این شکل از یک مودم بی‌سیم برای ارسال داده‌ها به اتاق کنترل مرکزی استفاده شده است.



شکل (۲-۲): دیاگرام بلوکی یک PMU

ساعت سنکرون GPS در پست‌های فشار قوی علاوه بر استفاده‌ی PMU، برای ثبات‌های دیجیتالی خطا^۳ نیز کاربرد دارد. این ثبات‌ها در پست‌ها هر رویداد حفاظتی (خطاها و خرابی‌ها) را به همراه زمان وقوع رویداد و شرایط پست در آن لحظه، ثبت می‌کنند. این ثبات‌ها اطلاعات ارزشمندی را جهت بررسی بعدی خطاها و بهبود طراحی تجهیزات شبکه و عملکرد بهره‌برداران شبکه در آینده، فراهم می‌آورند.

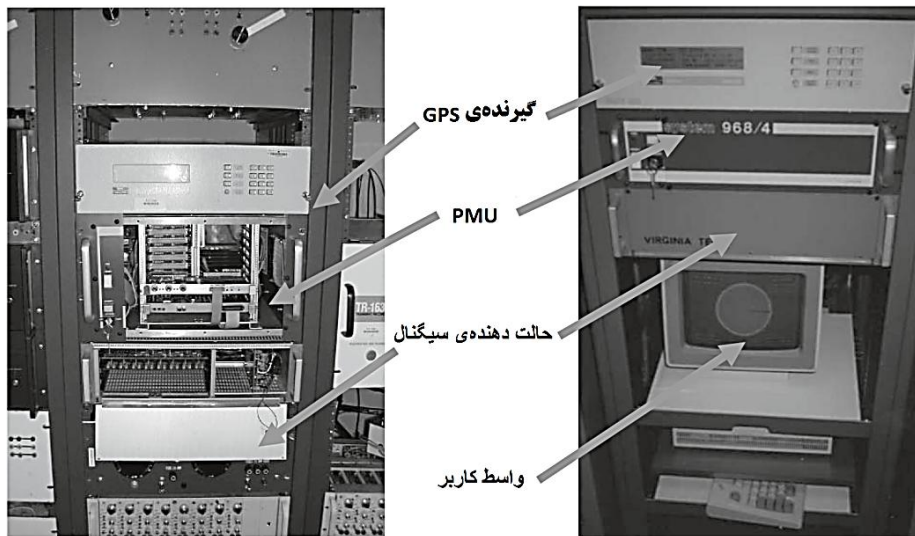
در مورد تخمین حالت نیز، با استفاده از داده‌های PMUها معادلات غیر خطی تخمین حالت متداول به معادلات خطی تبدیل می‌شوند و مشکل سرعت همگرایی و عدم وجود جواب در برخی حالات در تخمین‌گرهای متداول برطرف می‌شود. همچنین اطلاعات بسیار دقیق‌تری از حالت سیستم در اختیار بهره‌برداران شبکه قرار می‌گیرد. یکی از دلایل دقت این اطلاعات، همزمانی داده‌های اندازه‌گیری PMUها است. توجه داشته باشید که داده‌های اندازه‌گیری متداول در سیستم جمع‌آوری متداول داده‌ها با تأخیر نسبی به تخمین‌گر حالت می‌رسند. به طور نمونه

^۱ Potential Transformer (PT)

^۲ Current Transformer (CT)

^۳ Digital Fault Recorder (DFR)

ممکن است اندازه‌ی ولتاژ یک باس در زمان ۰ و اندازه‌ی ولتاژ باس دیگری در زمان ۱، هر دو به طور همزمان به تخمین گر حالت برسند و به اشتباه این دو داده‌ی ولتاژ ناهمزمان توسط تخمین گر حالت در معادلاتی قرار گیرند که برای داده‌های یک زمان واحد از سیستم معتبر هستند.



شکل (۲-۳): اولین نمونه‌ی صنعتی PMU ساخته شده توسط شرکت ویرجینیا تکنولوژی [۸].

۲-۳- داده‌های سیستم

حالت سیستم قدرت، تابعی از متغیرهای گوناگون است. از جمله‌ی این متغیرها، توان اکتیو و راکتیو جاری در خطوط، جریان تزریقی به باس‌ها، اندازه‌ی ولتاژ باس‌ها، ساختار شبکه و پارامترهای آن از جمله: مقادیر مقاومت، راکتانس و سوسپتانس خطوط انتقال هستند [۹]. داده‌های مقادیر اندازه‌گیری شده از سراسر شبکه‌ی قدرت توسط سیستم^۱ SCADA به طور مداوم به اتاق کنترل مرکزی ارسال می‌شوند. SCADA یک نام عمومی برای یک سیستم کامپیوتری است که با دریافت و پردازش داده‌ها، امکان بهره‌برداری و کنترل سیستم قدرت، در پهنه‌ی وسیع جغرافیایی را فراهم می‌آورد و عموماً از سه جزء زیر تشکیل شده است:

- SCADA Server – Master Terminal Unit (MTU)
- Remote Terminal Unit (RTU)
- Communication Systems

سرور SCADA اطلاعات را از RTUهای پراکنده در سراسر شبکه‌ی قدرت جمع‌آوری می‌کند و یک واسط را برای بهره‌بردار ایجاد می‌کند. در حالت کلی تجهیزات متصل شده به MTU را IED^۲ می‌نامند. مهم‌ترین IEDها، RTU و PLC^۳ هستند که وظیفه‌ی آنها جمع‌آوری داده‌های اندازه‌گیری و حالت‌دهی سیگنال آنها به شکل مناسب برای ارسال از طریق رسانه‌ی در دسترس، و ارسال آنها به MTU است. از بین این دو، RTU برای ارتباطات بی‌سیم مناسب‌تر است و PLC برای موارد خاص و سفارشی که نیاز باشد پردازش‌ها و یا عملیات غیرمعمول خاصی روی

^۱ Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)

^۲ Intelligent Electronic Device (IED)

^۳ Programmable Logic Controller (PLC)

سیگنال انجام شود مناسب است. همچنین PLCها کم حجم تر نیز هستند. IEDها معمولاً دارای ورودی‌های متعدد آنالوگ برای اتصال به ابزارهای اندازه‌گیری آنالوگ در پست، و ورودی‌های متعدد دیجیتال برای دریافت وضعیت بریکرهای پست، وضعیت تپ ترانسفورماتورها و سایر وضعیت‌های موجود، از جمله ورود و خروج تجهیزات هستند. RTUها به طور سنتی به طور نقطه‌به‌نقطه و با استفاده از یک شبکه‌ی ستاره‌ای به MTU متصل می‌شوند، اما امروزه امکان اتصال RTUها به هم وجود دارد و هر RTU می‌تواند نقش رله‌ی ارتباطی را نیز ایفا کند. ارتباط این اجزا در SCADA بر عهده‌ی جزء سوم یعنی سیستم ارتباطی است. سیستم ارتباطی می‌تواند از بسترهای بی‌سیم (مانند آنچه عموماً RTUها استفاده می‌کنند)، خطوط ارتباطی^۱ PLC و... استفاده کند و یا در انواع جدیدتر و کاراتر از فیبرهای نوری درون سیم گارد خطوط انتقال^۲ (OPGW) استفاده کند. خطوط OPGW بسیار سریع‌تر از سایر رساناهای ارتباطی متداول است. فیبرهای نوری به دلیل پهنای باند بزرگ امکان ارسال اطلاعات را با سرعت بسیار بالا فراهم می‌آورند و حتی برای کاربردهای حفاظتی نیز دارای سرعت مناسبی هستند. همچنین به دلیل عدم تداخل امواج الکترومغناطیسی در سیگنال نوری، اعوجاج و خرابی سیگنال نوری در آنها بسیار کم است.

۲-۴- تخمین حالت متداول

داده‌های فراهم آورده شده توسط SCADA به همراه اطلاعات مربوط به اجزای شبکه از قبیل پارامترهای الکتریکی خطوط و... مواد خام یک تخمین‌گر حالت متداول را تشکیل می‌دهند. در هر شبکه‌ی قدرت، مهندسين بهره‌بردار شبکه، از قبل اجزای شبکه از جمله: خطوط انتقال، ترانسفورماتورها، جبرانگرهای سری و راکتورهای موازی و سایر المان‌های شبکه را با دقت فراوان مدل می‌کنند. برای مثال خطوط انتقال عموماً به صورت مدل π ، مدل می‌شوند و پارامترهای آنها بر اساس مشخصات فیزیکی خطوط و آزمایشات خاصی محاسبه می‌شوند. نتیجه‌ی این مدل‌سازی‌ها ایجاد یک رابطه‌ی ماتریسی به شکل رابطه‌ی (۱-۲) است که در آن مدل شبکه با N باس و M خط به صورت ماتریس ادمیتانس^۳ نشان داده شده است [۱۶]. در اینجا فرض می‌شود خواننده با چگونگی مدل‌سازی و ساختن این ماتریس آشنایی دارد و از توضیح آن خودداری می‌شود. (در غیر این صورت به [۱۶] رجوع شود).

$$I = \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \vdots \\ i_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{M1} & Y_{M2} & \cdots & Y_{MN} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ \vdots \\ v_N \end{bmatrix} = Y \times V \quad (1-2)$$

با استفاده از این مدل‌سازی می‌توان هر یک از متغیرهای حالت را به صورت تابعی از مقادیر اندازه‌گیری شده در شبکه نوشت. از آنجایی که در سیستم قدرت عموماً داده‌های اندازه‌گیری شده بیشتر از متغیرهای حالت هستند، لذا با استفاده از هر دسته از این داده‌ها می‌توان یک برآورد از حالت سیستم را ارائه داد. همچنین از آنجایی که به طور طبیعی داده‌های اندازه‌گیری همراه با خطا هستند، لذا با استفاده از هر دسته از این داده‌ها، متغیرهای حالت

¹ Power Line Communication (PLC)

² Optical Power Ground Wire (OPGW)

³ Bus Admittance Matrix

متفاوتی بدست خواهند آمد. بنابراین باید به گونه‌ای دیگر از این داده‌های اضافی استفاده کرد و بهترین حالت (شبه‌ترین حالت به حالت واقعی سیستم) را برای سیستم بدست آورد. با توجه به تعریف بهترین حالت، روش‌های گوناگونی برای تخمین حالت پیشنهاد شده است، از آن جمله می‌توان سه روش زیر را نام برد:

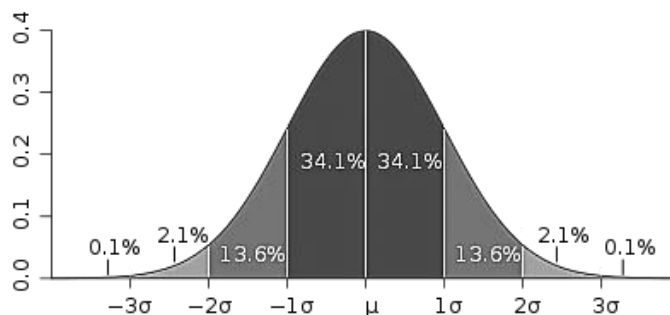
- روش بیشینه شباهت^۱: در این روش هدف، بیشینه کردن احتمال آن است که متغیرهای حالت تخمین زده شده، برابر با متغیرهای حالت واقعی شبکه باشد.
- روش کمینه‌سازی مربعات وزن‌دار^۲: در این روش هدف کمینه کردن مجموع مربعات اختلاف متغیرهای تخمینی از اندازه‌گیری‌های واقعی است.
- روش حداقل واریانس: در این روش هدف کمینه کردن میانگین مجموع مربعات اختلاف بین مؤلفه‌های بردار متغیرهای حالت تخمینی و مؤلفه‌های مشابه بردار متغیرهای حالت حقیقی است.

وقتی میانگین خطای اندازه‌گیری‌ها صفر باشد، روش‌های بالا به یک پاسخ یکتا خواهند رسید [۷]. از میان روش‌های بالا، روش دوم بیشتر مورد استفاده قرار می‌گیرد و در ادامه به بررسی این روش خواهیم پرداخت. پیش از آن به بررسی خطای اندازه‌گیری خواهیم پرداخت. مقادیر اندازه‌گیری شده z^{meas} توسط ابزارهای گوناگون در شبکه با مقادیر واقعی متغیر مورد اندازه‌گیری z^{true} اختلاف دارند. این اختلاف را خطای اندازه‌گیری (e) می‌نامیم.

$$z^{meas} = z^{true} + e \quad (2-2)$$

خطای اندازه‌گیری e یک متغیر تصادفی با توزیع نرمال (گوسی) با میانگین صفر و واریانس σ^2 است. از آنجایی که عوامل زیادی، از جمله دستگاه اندازه‌گیری، ابزارهای ارتباطی و... در پیدایش این خطا دخیل هستند، لذا توزیع آن نرمال است [۹]. به طور کلی وقتی عوامل تصادفی مستقل زیادی در ایجاد یک متغیر تصادفی سهمیم باشند توزیع آن متغیر نرمال خواهد بود. تابع چگالی احتمال^۳ برای یک متغیر تصادفی نرمال به صورت زیر است:

$$PDF(e) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(\frac{-e^2}{2\sigma^2}\right) \quad (3-2)$$



شکل (۲-۴): تابع چگالی احتمال توزیع نرمال (گوسی)

¹ Maximum Likelihood Estimation

² Weighted Least Square (WLS)

³ Probability Density Function (PDF)