



UNIVERSIDADE
FEDERAL DO CEARÁ

Distribuição de Energia Elétrica

Introdução da Disciplina

Prof. Lucas Melo

Fevereiro de 2024



Lucas S. Melo, Dr.
Prof. Adjunto

Departamento de Engenharia Elétrica - UFC
Grupo de Redes Elétricas Inteligentes - GREI



<lucassmelo@dee.ufc.br>



<<https://lucassm.pro>>

Áreas de Interesse na Pesquisa

- Recursos Energéticos Distribuídos - Modelagem, Simulação e Controle;
- Aplicação de Co-simulação em sistemas elétricos de potência;
- Aplicação de técnicas de otimização em sistemas elétricos de potência
- Automação/Proteção de Sistemas de Distribuição (IEC 61850);
- Sistemas de energia transativos.

Apresentação: GREI



Professores pesquisadores:

- Profa. Ruth Leão (UFC)
- Prof. Raimundo Furtado (UFC)
- Profa. Raquel Gregory (UFC)
- Prof. Lucas Melo (UFC)

Apresentação: GREI

Pesquisas desenvolvidas com projetos e artigos publicados nas áreas de:

- Automação da distribuição;
- Microrredes;
- Medição inteligente;
- Geração distribuída;
- Gestão de ativos;
- Armazenamento de energia; e
- Resposta à demanda;
- Entre outros.

Apresentação: GREI

Projetos atuais:

- **CNPq:** Co-simulação de Sistemas de Controle Transativos na Rede de Distribuição de Energia Elétrica;
- **Funcap:** Automação da Rede Elétrica;
- **Funcap:** Hidrogênio Verde.

Mais Informações

Página web com informações sobre as atividades do GREI



<<https://www.grei-ufc.github.io>>

Apresentação: DEE

**Página web com todas as informações sobre a disciplina de
DEE**



[<https://www.lucassm.pro/teaching/DEE>](https://www.lucassm.pro/teaching/DEE)

Por que estudar o sistema de distribuição?



- Aplicações de Redes Elétricas Inteligentes, estão majoritariamente na Distribuição;
- Recursos Energéticos Distribuídos;
- Novas Tecnologias são necessárias:
 - Resposta da Demanda,
 - Tarifas TOU
 - microrreres,
 - agregadores,
 - prédios inteligentes,
 - inversores inteligentes,
 - medidores inteligentes.

Por que estudar o sistema de distribuição?

The Whys of Distribution System Analysis

W. H. Kersting, Life Fellow, IEEE
Midwest Utility Solutions

Abstract — Why do electrical engineers perform distribution system planning studies? Why are unbalanced studies needed? Why should distribution lines be modeled as non-symmetrical components? Why are load factors important? Why are power losses important and how are they computed? Why is power factor measured at the substation? Why is it important to have a balanced system? Why is power factor of the loads important? Why is a three-phase load important? Why are three-phase transformer banks? Why are compensated components not used in distribution system analysis? Why should an induction motor not be modeled as a constant PQ load? Why are R and X setting on tap changing voltage regulators important?

New engineers entering the electric utility industry should know the answer to all of these questions. This paper will present the "why's" answers.

Index Terms — Distribution system analysis, line models, load and source power factor, voltage regulator, symmetrical components, power loss

I. Introduction

The analysis of the high voltage transmission system dates back to the days when analog network analyzers were used. While these early digital computers were not designed or written for power-flow and short circuit analysis. These programs were generally written to perform the analysis from the generators down to the primary terminals of the distribution system. One of the first programs of this type was that the transmission lines were transposed and that the three-phase loading was balanced. This made it possible to model only the primary sequential network. That was well suited for the analysis of transmission systems but is not suited for the analysis of a distribution system.

The assumptions made for the transmission system analysis can not be used for the analysis of a distribution system for the following reasons:

- Distribution lines are not transposed
- Distribution lines may be three-phase, two-phase and single-phase
- Loading is not balanced

W. H. Kersting is a consultant to Midwest Utility Solutions and a partner in WH Power Consultants, Las Cruces, NM. Correspondence for this paper: W.H.Kersting@msn.com

In order to accurately model a distribution system it is going to be necessary to model all three phases of the system. The method of symmetrical components can not be used for either transmission or distribution systems. This is the reason behind symmetrical circuit studies since the basic theory behind symmetrical components assumes a balanced, transposed system.

II. Why Distribution System Analysis?

The most basic operational requirement for a distribution system is to supply every customer a voltage that is within the ANSI standards. For normal conditions the ANSI voltage standards are [1]:

- Normal Utilization Voltage $\pm 11\%$ volts
- Maximum Service Voltage $\pm 12\%$ volts
- Minimum Service Voltage $\pm 114\%$ volts
- Minimum Utilization Voltage $\pm 110\%$ volts

Under normal operating conditions it is required that the voltage drop from the primary terminals of the transformer to the meter is 6 volts on a 120 volt base. What that means is that the minimum voltage at the primary of the distribution system must be 114% of the base voltage. Under the ANSI standard the voltage imbalance supplied to a three-phase load (in particular an induction motor) the voltage imbalance should not exceed 3%.

The other way that a distribution engineer can determine if these standards are being satisfied is to use a detailed distribution analysis power-flow program for the following types of studies:

- Present normal conditions
- Present no-configuration options
- Future configurations and loading
- Changes in conductor sizes and phasing
- Voltage regulator compensator settings
- Maximum and minimum protection options
- Power loss reduction
- Shunt capacitor placement
- Voltage imbalance
- Power factor correction
- ...

In order for the protective devices on a distribution system to be properly coordinated for short circuit protection a short-circuit program must be able to:

- Compute all types of short circuits at every node in the system
- The short circuit currents flowing on all up-stream lines must be computed for all fault locations
- A balance current must be able to be assumed (there are symmetrical component analysis)

Recommended Practices for Distribution System Analysis

W. H. Kersting, Fellow, IEEE and R. C. Dagan, Fellow, IEEE

Abstract — This joint document presents the arguments for the formation of a Task Force within the Distribution System Analysis Subcommittee of the Power System Analysis Committee and Economics Committee to develop a Recommended Practice for Recommended Practices for Distribution System Analysis in standards to harmonize the various methods used to support distribution planning without unnecessarily stifling innovation. Interested industry practitioners are invited to participate.

Index Terms — Power distribution system analysis

III. INTRODUCTION

THE Distribution System Analysis Subcommittee has developed a number of test funding[1] for benchmarking distribution system analysis programs. This is an ongoing and benchmark cases for various transformer connections and participants in these efforts emerged to obtain matching results. Some of these approaches were then written different in how the data describes the test fixture. In response to these changes as what is meant by "distributed load" came as question. This pointed out the need for some means to define and describe a distributed load. For safety reasons, this paper employs the distribution system analysis. This paper presents the case for organizing a Task Force within the subcommittee to develop a recommended practice, or standard, to serve as a vehicle for resolving these differences.

The purpose of this proposed document is to develop standard terminology and promote more uniform methods for distribution system analysis. It is intended to be a set of recommendations for planning for distribution systems. The Task Force can select the particular form of the document. It should provide definitions of terms for as many conflicting issues as possible without being dogmatic and forcing innovation. It would be good to have a forum for analyzing new ideas as those who apply the technology can be certain the analysis is correct. Test case development efforts will continue.

This effort would cover primarily analysis in the steady state and transient analysis. The two principal types of analysis are power flow and short circuit. However, other related and derivative types of analyses will

also be addressed. For example, when one performs a "stability" analysis, what should be expected? This analysis can be done for power systems with large areas as well as various techniques for reporting failure mechanisms. Presently, these analyses are done by many different methods. While diversity is good in the sense that useful innovations are being made, the industry has a right to expect some uniformity in analysis and results so that comparisons can be made.

The participation of the distribution system analysis community in this effort is invited.

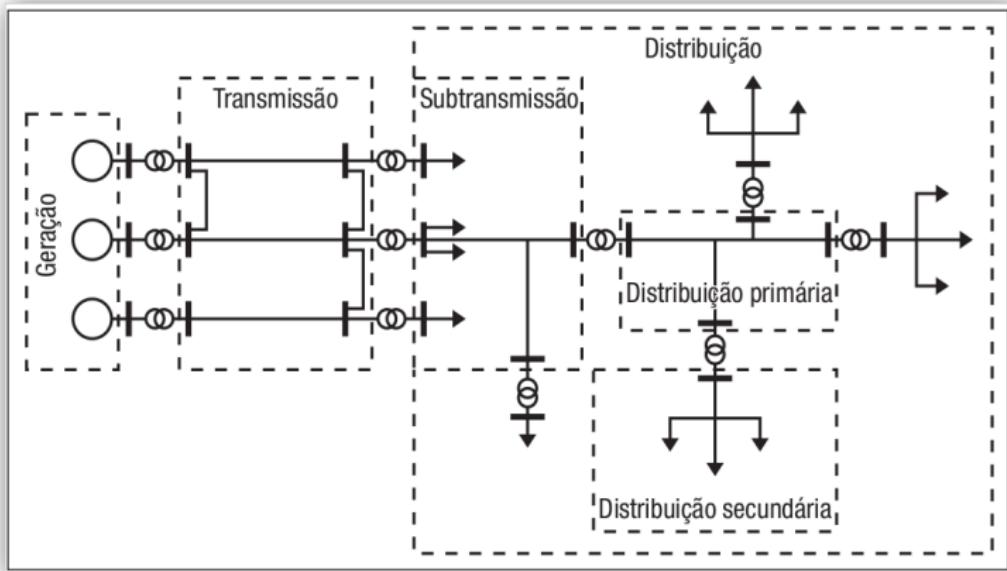
IV. A CHANGING SCIENCE

Distribution system analysis has become much more complex in the last two decades. We have seen distribution analysis procedures change from simple power flow and per unit positive-sequence models to where three-phase power flow analysis is the norm. Issues such as the modeling of distributed generation have forced this to happen. This paper will discuss the need for a forum for the development of mapping systems that record the location of every pole and every customer's service. Many utility distribution planners are now routinely performing power flow and short circuit analysis on a monthly basis. The ability to quickly access this information is available and it is convenient to do so. One side effect of modeling secondary services is that it has created the need to model the center-tapped 120/240 voltifiers which is not as easy as it might seem.

Analysis of large transmission systems has traditionally been the domain of power system analysts and large distribution system analysts. Over the years with thousands of buses being modeled and included in power flow, short circuit, and transient stability analysis. Modeling of these systems has changed to how to solve large, sparse systems more quickly. Distribution system analysis has been traditionally perceived as modeling small radially-connected systems with simple power flow methods. While these programs are certainly useful, there is a changing

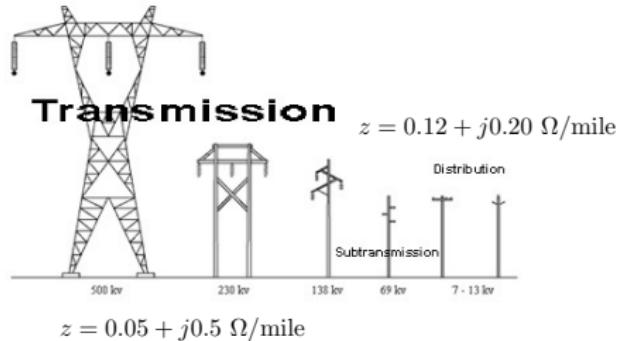
trend as increasingly complex structures the distribution system is considerably more complex than transmission systems. Distribution system modeling is now commonly done with full transient models. In some cases, it is also necessary to include some of the transmission system costs for determining the value of distributed generation. In North

O Sistema Elétrico de Potência

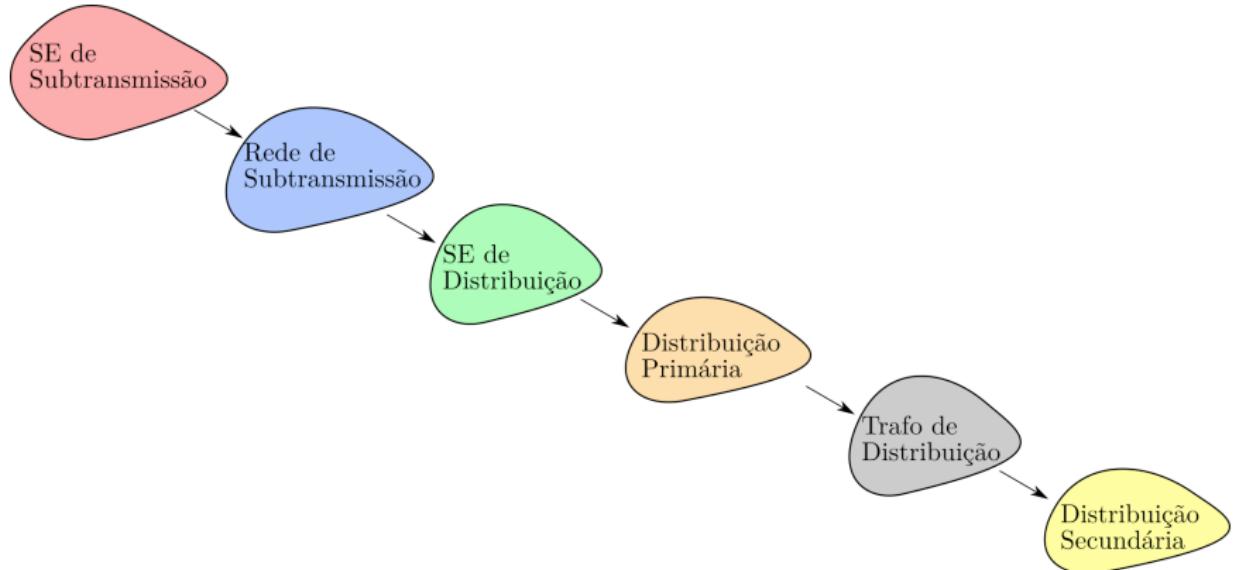


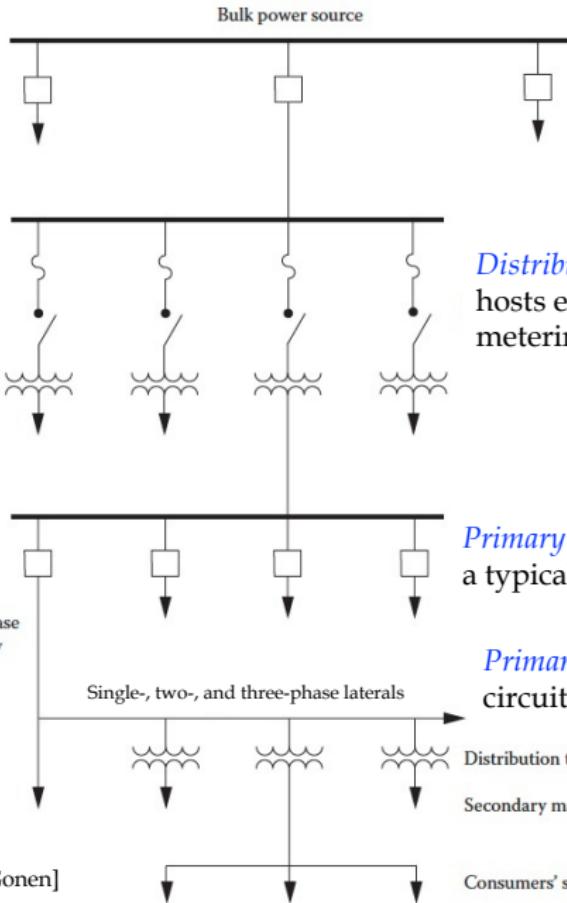
Transmission vs. distribution systems

- Imbalance and multiphase conditions
 - unbalanced load
 - untransposed lines (single- or two-phase laterals)
 - no single-phase equivalent
 - no symmetrical components
 - neutral wire and earth
- Different R/X ratios
 - fewer strands, no bundling, shorter span
 - underground cables
 - no P/theta and Q/V decoupling
- Topologies and equipment
 - radial vs. meshed
 - regulators and capacitor banks
 - reclosers and sectionalizers



O Sistema Elétrico de Potência: Distribuição





Subtransmission network
connects one or more distribution substations to one or more transmission substations (buses)

Distribution substation
hosts equipment for protection, switching, metering, and voltage transformation/regulation

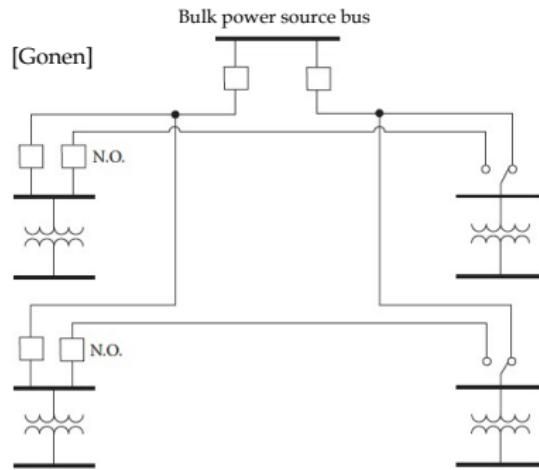
Primary feeders
a typical 84 MVA transformer may be serving 3 feeders

Primary distribution network
circuit between substation and dist. transformers

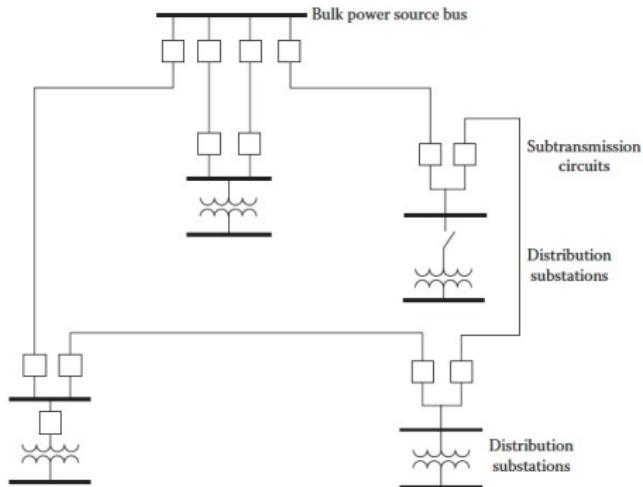
Secondary distribution network
circuit between dist. transformers and customers

Sub-transmission network

- Network of overhead (OH) or underground (UG) subtransmission lines operating in 69/115/138 kV; transmission bus may be at 230 kV



Radial-type sub-transmission network

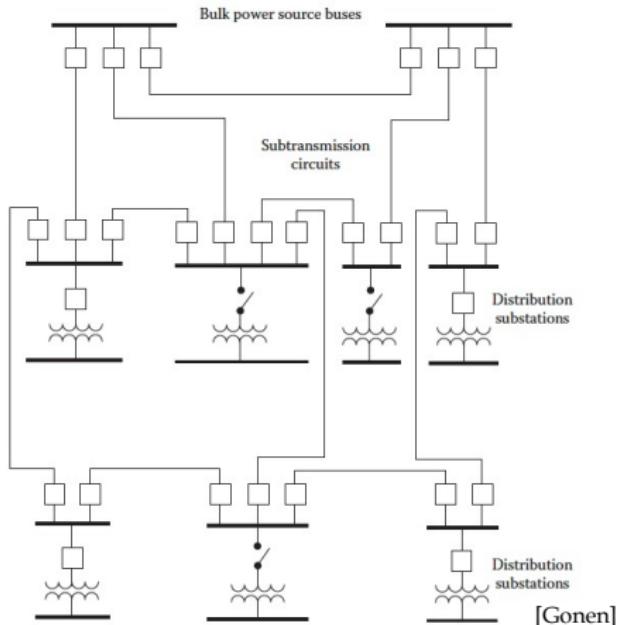


Loop-type sub-transmission network

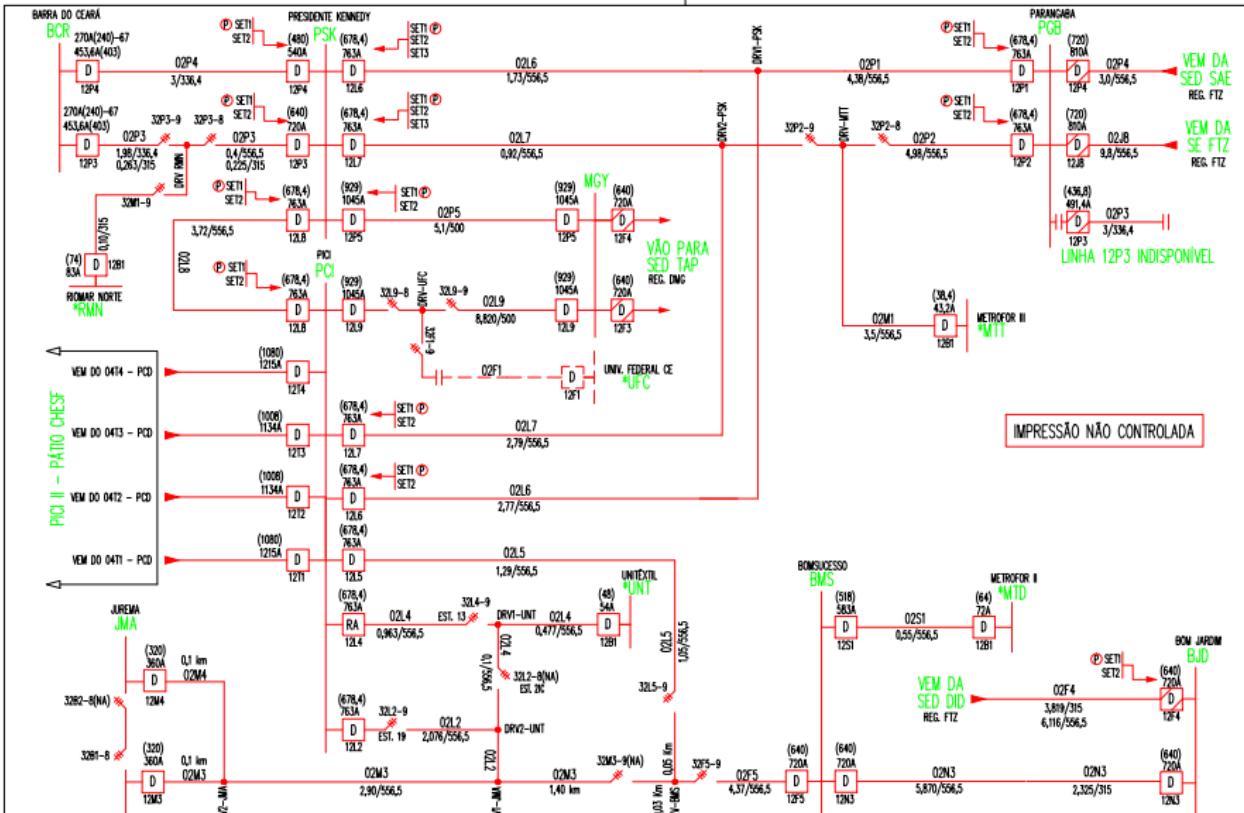
- What does *radial or tree* structure mean?

Meshed sub-transmission network

- For increased reliability, subtransmission may involve multiple transmission buses and have a meshed architecture



Grid- or network-type subtransmission



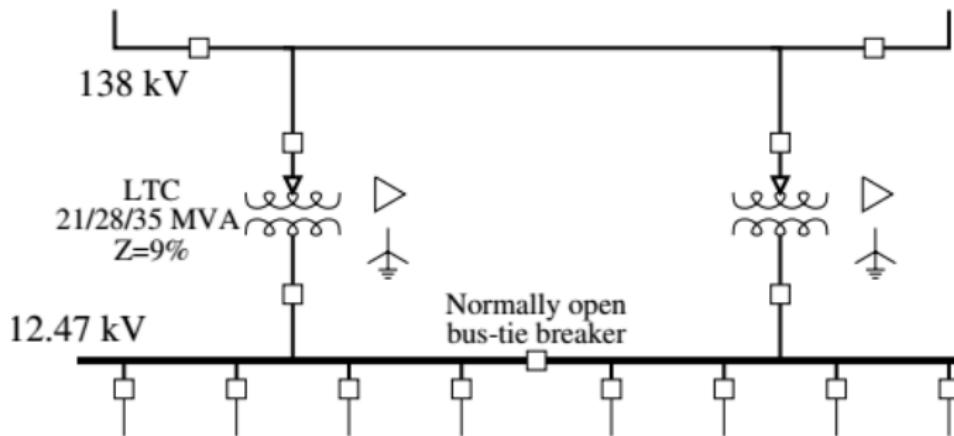
REVISÃO	1. 26/08/15 REDEFINIÇÃO E REMUNERAÇÃO DA LOTA 0227 FTZ/POL, TRECHO
	4. 05/07/16 RETIRADA EXPRESSÃO "BA" DOS DESAFORNOS 132 E 135 SED POL.
	5. 14/03/16 ADICAO APENAS CPO/POL FORNECIDOR AO VALOR DE PFC/OP DO SED 135.

6. 29/09/16 CORRECAO DA LINHA 0227 P/ SED. PANC. SED NOT FOR PFC NO SED 0227 FTZ.
7. 11/10/16 Adição do complemento das LTS CPO e SED.
8. 22/09/17 INSTALACAO DAS LTS 0227-9 NA LINHA 0227 P/ SED PANC/DRIVE/PCF.

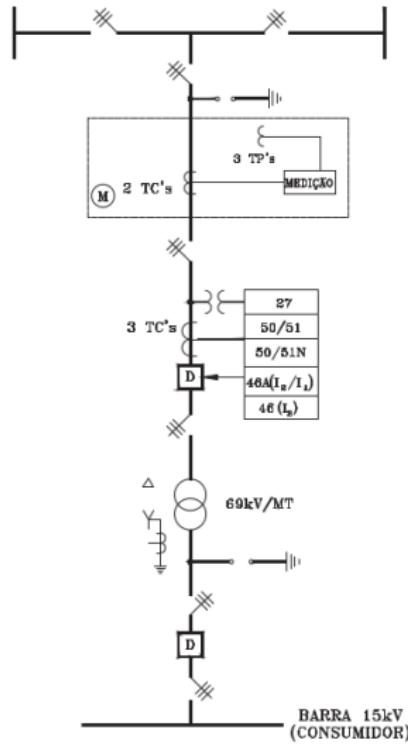
ÁREA	TÍTULO	Assinatura	Número
enel	OPERAÇÕES DE REDE	Andre Luis	132
	REGIONAL PI - LOTA 0227 FTZ	João Vanei	132
	DIAGRAMA UNIFILAR DE OPERAÇÃO		

Subestação de Distribuição

As subestações de distribuição, que são supridas pela rede de subtransmissão, responsáveis pela **transformação da tensão de subtransmissão para a de distribuição primária**.



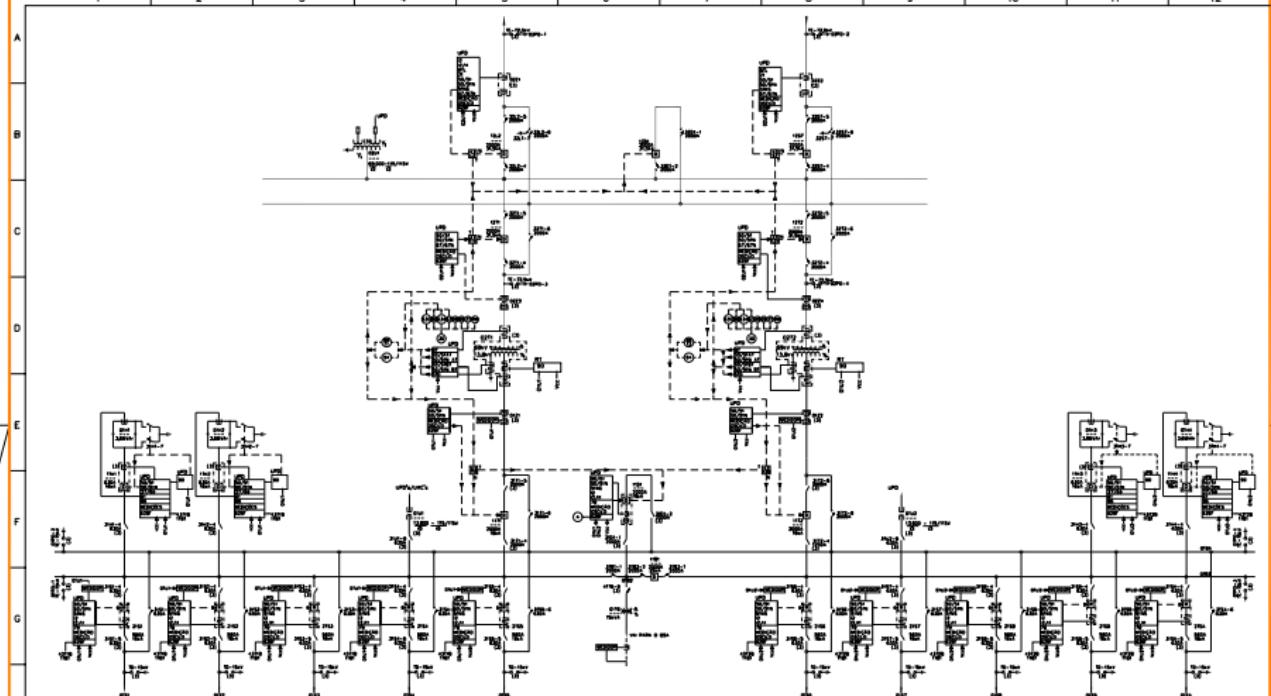
Subestação de Distribuição: Componentes



LEGENDA:

- - PÁRA-RAIO TIPO ESTAÇÃO 10kA
- — — — — TRANSFORMADOR DE CORRENTE
- — — — — TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
- — — — — SEÇÃO TRIPOLAR COM CHIFRES, ATERRAMENTO E BLOQUEIO MECÂNICO
- — — — — SEÇÃO TRIPOLAR DE COMANDO SIMULTÂNEO
- — DISJUNTOR
- 27 — FUNÇÃO DE SUBTENSÃO TEMPORIZADO
- 46A($\frac{I_a}{I_1}$) — RELAÇÃO CORRENTE SÉQUENCIA NEGATIVA/CORRENTE SÉQUENCIA POSITIVA
- 46(I_b) — FUNÇÃO DE SOBRECORRENTE SÉQUENCIA NEGATIVA
- 50/51 — FUNÇÃO DE SOBRECORRENTE DE FASE, INSTANTÂNEO E TEMPORIZADO
- 50N/51 — FUNÇÃO DE SOBRECORRENTE DE TERRA, INSTANTÂNEO E TEMPORIZADO

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12



REVISÃO:	PERÍODO DE CIMA	DESCRIÇÃO DA VERSÃO DO PROJETO							PROJETO:	Fornecedor:	PROJETO:	SISTEMÁTICO:
		7	8	9	4	3	2	1				
									7			
									6			
									5			
									4			
									3			
									2			
									1			
		1 CONSTRUÇÃO DA SUBSTACAO							17/03/2013	RAQUEL	VERSÃO:	DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO E MEDIDA
									Nº DO DESENHO:	PAL:	Nº DO DESENHO:	Nº DO DESENHO: 01
									DATA:		VERGEM:	REVISÃO ESCALA: P/01 S/E: 01

Subestação de Distribuição: Componentes



Subestação de Distribuição: Componentes



Subestação de Distribuição: Componentes



Subestação de Distribuição: Componentes



Subestação de Distribuição: Componentes



Subestação de Distribuição: Componentes



Subestação de Distribuição: Componentes



Subestação de Distribuição: Componentes



Subestação de Distribuição: Componentes



Rede de Distribuição Primária

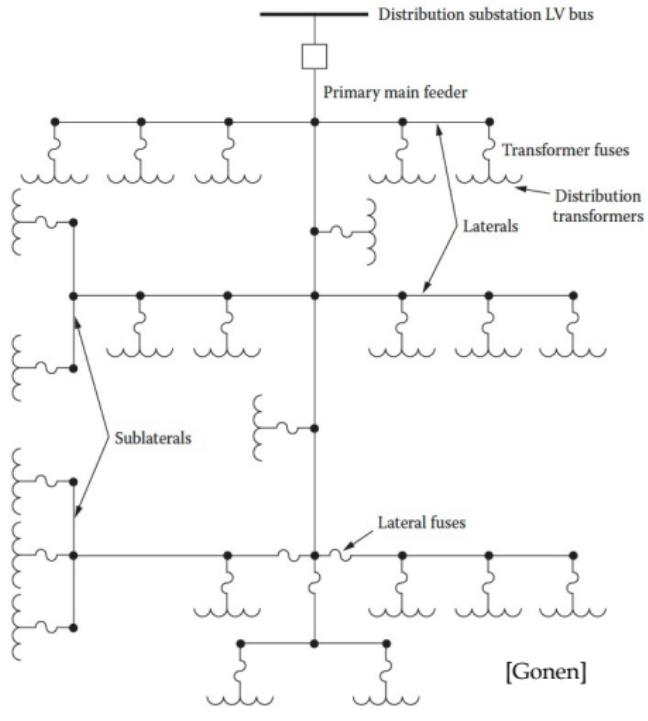
As redes de distribuição primária atendem tanto os **consumidores primários** quanto os **transformadores de distribuição**, que suprem a rede secundária, ou de baixa tensão.

Podem ser **aéreas ou subterrâneas**.

Vantagens dos circuitos radiais em relação aos circuitos em anel:

- Proteção de sobrecorrente facilitada;
- Correntes de falta menores em grande parte do circuito;
- Controle de tensão facilitado;
- Cálculo de fluxo de carga facilitado;
- Menor custo.

Primary distribution feeders



Radial-type primary feeder

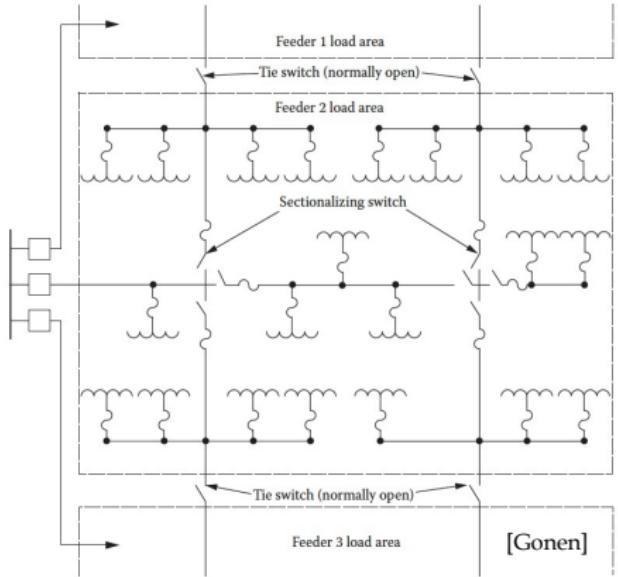
Typical Primary Voltage Levels [Gonen]

Class, kV	3 ϕ Voltage
2.5	2,300 3W-Δ
	2,400 ^a 3W-Δ
	4,000 3W-Δ or 3W-Y
	4,160 ^a 4W-Y
	4,330 3W-Δ
	4,400 3W-Δ
	4,600 3W-Δ
	4,800 3W-Δ
	6,600 3W-Δ
	6,900 3W-Δ or 4W-Y
5.0	7,200 ^a 3W-Δ or 4W-Y
	7,500 4W-Y
	8,320 4W-Y
	11,000 3W-Δ
	11,500 3W-Δ
8.66	12,000 3W-Δ or 4W-Y
	12,470 ^a 4W-Y
	13,200 ^a 3W-Δ or 4W-Y
	13,800 ^a 3W-Δ
	14,400 3W-Δ
15	22,900 ^a 4W-Y
	24,940 ^a 4W-Y
25	34,500 ^a 4W-Y

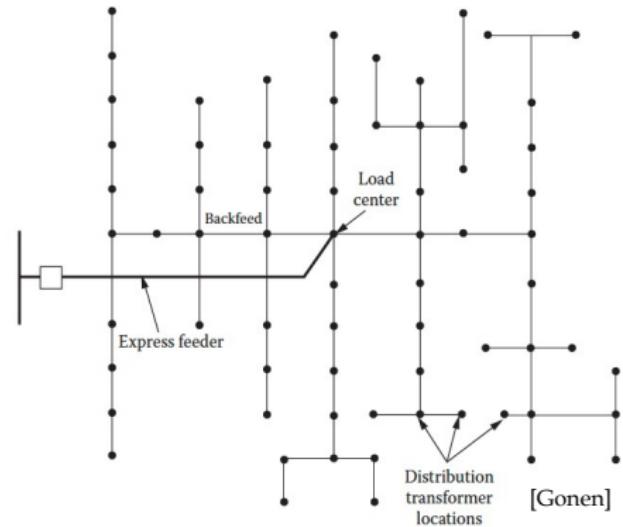
^a Most common voltage in the individual classes.

- In-line transformers could be lowering voltage from say 12.47 to 4.16 kV

Other radial feeders

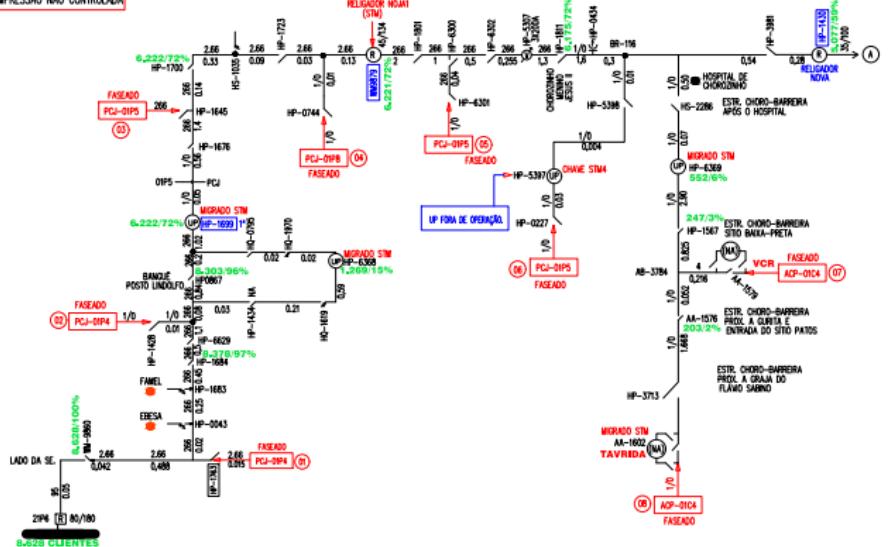


Radial feeder with tie switches



Radial feeder with express feeder and backfeed

IMPRESSÃO NÃO CONTROLADA



LEADER

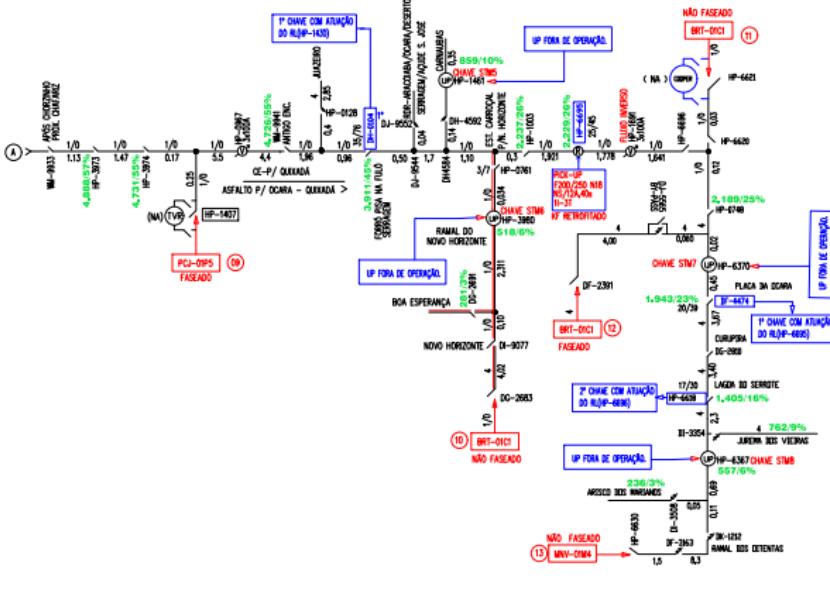
- ← ENCONTRO DE ALM.
 - SEM COMUNICAÇÃO
 - DIFÍCIL ACESSO
 - CLIENTE ESPECIAL
 - DETECUR

CONSULTANT-COORDINATOR NOMINATIONS

- 16 mm² Cu - 120/132 A
 - 25 mm² Cu - 170/187 A
 - 35 mm² Cu - 230/253 A
 - 50 mm² Cu - 310/341 A
 - 70 mm² Cu - 360/396 A
 - 95 mm² Cu - 480/528 A
 - 4 CAA - 120/132 A
 - 1/0 CAA - 235/258 A
 - 266.5 MCM CAA - 440/484 A

	ÁREA	METRÍCA	PERÍODO	RESponsável
	OPERAÇÃO EM TEMPO REAL	01PC-A PCJ	MESMO MATERIALIZADOR FTR - PCJ DIAGRAMA UNIFLUXO SIMPLIFICADO REGIONAL FTR - II	Luis Alfonso
1	21/07/16 - Realizado numero de cheias de Altimetria.	Satélite/GPS por S2L no repositório FTR, Satélite/C5 por R. Nôta no ext. RNP070.	01PC-A	
2	13/07/16 - Realizado numero de cheias de Altimetria.	PCJ/GPS/PCJ/RTV entre PCJ/GPS/PCJ/RTV ext.	01PC-A	
3	10/07/16 - Realizado CCR e extratora de cheias de Altimetria.	PCJ/GPS/PCJ/RTV entre PCJ/GPS/PCJ/RTV ext.	01PC-A	
4	10/07/16 - Realizado CCR e extratora de cheias de Altimetria.	PCJ/GPS/PCJ/RTV entre PCJ/GPS/PCJ/RTV ext.	01PC-A	
REVISÃO				

IMPRESSÃO NÃO CONTROLADA



LEADER

- ← ENCONTRO DE ALIM.
 - SEM COMUNICAÇÃO
 - DIFÍCIL ACESSO
 - CLIENTE ESPECIAL
 - DETECIR

2014 RELEASE UNDER E.O. 14176

- 16 mm² Cu - 120/132 A
 - 25 mm² Cu - 170/187 A
 - 35 mm² Cu - 230/253 A
 - 50 mm² Cu - 310/341 A
 - 70 mm² Cu - 360/396 A
 - 95 mm² Cu - 480/528 A
 - 4 CAA - 120/132 A
 - 1/0 CAA - 235/258 A
 - 265.8 NOM CAA - 440/484 A

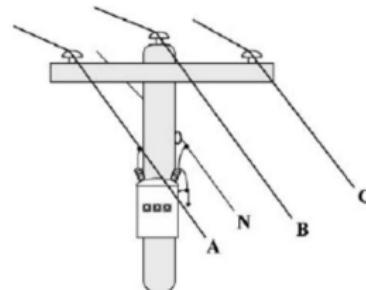
1

1. 20/05/13 Cadastro encerrado com DTCI/BRT de DE-2083 para DE-2083.
 2. 08/10/15 Atualização de correspondente e nº de clientes por Alimentador.
 3. 07/05/16 Inclusão CS (SP) DE-2083. (Novo encerrado com DTCI/BRT).
 4. Atualizado numero de Clientes no Alimentador.

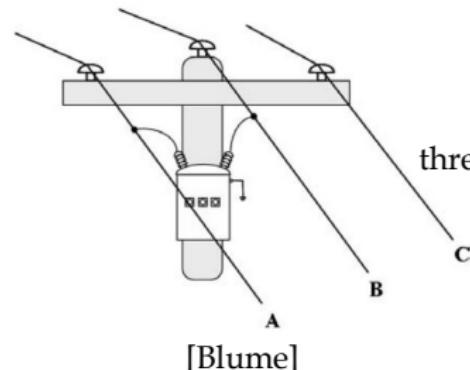
§ 16/06/16 Atualizada comente e numero de clientes do Alimentodóceisado SLZ UP nas estruturas HF1481, HF1482, HF1483, HF1484. Substituir HF1482 por SLZ UP no estrutura HF1482.
7 26/03/16 Substituir HF por HF no estrutura HF-1403 associado com PCJ2095.
8 03/05/17 Atualizada comente e numero de clientes do Alimentod.

ÁREA	Proyecto	TITULO	Resumen
OPERACIÓN EN TIEMPO REAL	01P6-B	ALIMENTADOR GIP6 - PCJ DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO	Luis Alfonso
	PCJ	TECNICO- CSE	Aprobación:

Distribution lines



three-phase four-wire multi-grounded Y



three-phase Delta (under replacement)

[Blume]

Tabela de Condutores

Size	Stranding	Material	DIAM Inches	GMR Feet	RES Ω/mile	Capacity Amps
3/0	6/1	ACSR	0.502	0.006	0.723	300
3/0	7 STRD	Copper	0.464	0.01404	0.382	420
3/0	CLASS A	AA	0.464	0.014	0.611	263
3/8	INCH STE	Steel	0.375	0.00001	4.3	150
4/0	12 STRD	Copper	0.552	0.0175	0.303	490
4/0	19 STRD	Copper	0.528	0.01668	0.303	480
4/0	6/1	ACSR	0.563	0.00814	0.592	340
4/0	7 STRD	Copper	0.522	0.01579	0.303	480
4/0	CLASS A	AA	0.522	0.0158	0.484	299
250,000	12 STRD	Copper	0.6	0.01902	0.257	540
250,000	19 STRD	Copper	0.574	0.01813	0.257	540
250,000	CON LAY	AA	0.567	0.0171	0.41	329
266,800	26/7	ACSR	0.642	0.0217	0.385	460
266,800	CLASS A	AA	0.586	0.0177	0.384	320
300,000	12 STRD	Copper	0.657	0.0208	0.215	610
300,000	19 STRD	Copper	0.629	0.01987	0.215	610
300,000	26/7	ACSR	0.68	0.023	0.342	490
300,000	30/7	ACSR	0.7	0.0241	0.342	500

Condutores Padronizados no Brasil

No Brasil, a padronização das secções adotadas pela ABNT para cabos de Alumínio, Alumínio-Aço e cabos de Cobre nu, baseia-se em:

- Padronização americana **AWG** (*American Wire Gauge*); e
- Unidade **mil**.

O Padrão AWG

Sigla para *American Wire Gage*. De acordo com esse sistema, os condutores são numerados em ordem de secção decrescente de 0 a 36 e em secção crescente 00, 000, 0000, (ou 2/0, 3/0 e 4/0), totalizando 40 tamanhos de seção.

A menor seção AWG que é de 36 tem diâmetro definido de 0,005in (0,0127cm) e a maior seção AWG que é a 0000 tem diâmetro definido de 0,46in (1,17cm)

No padrão AWG matém-se as relações constantes entre diâmetros e entre secções. Dessa forma entre dois números consecutivos a relação é igual a 1,123 para o diâmetro e a relação entre áreas de seções transversais é 1,261.

Outra relação interessante no AWG é a de que a relação das áreas de fios que diferem da ordem de 10 é também igual a 10.

O Padrão AWG

Cabos de secções maiores do que 0000 (211,6CM) são especificados em *circular mils*.

É comum esses condutores serem especificados em kcmil ou MCM.

Por definição 1.000-kcmil tem um diâmetro de 1in

Tabela de Condutores

	AWG #	Área (CM)	Ω/1.000 pés a 20°C	Corrente máxima permitida para isolamento RHW (A)*
(4/0)	0000	211.600	0,0490	230
(3/0)	000	167.810	0,0618	200
(2/0)	00	133.080	0,0780	175
(1/0)	0	105.530	0,0983	150
	1	83.694	0,1240	130
	2	66.373	0,1563	115
	3	52.634	0,1970	100
	4	41.742	0,2485	85
	5	33.102	0,3133	—
	6	26.250	0,3951	65
	7	20.816	0,4982	—
	8	16.509	0,6282	50
	9	13.094	0,7921	—
	10	10.381	0,9989	30
	11	8.234,0	1,260	—
	12	6.529,9	1,588	20
	13	5.178,4	2,003	—
	14	4.106,8	2,525	15

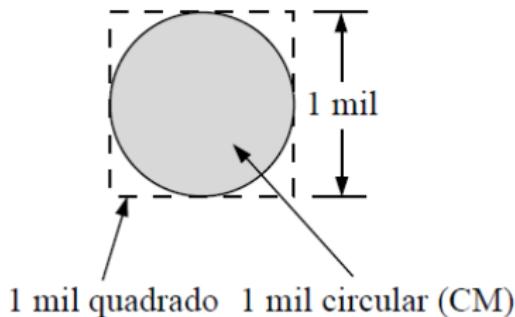
Unidade de Medida mil e circular mil

O **mil** é uma unidade de medida de comprimento e se relaciona com a polegada de acordo com a expressão:

$$1 \text{ mil} = \frac{1}{1000} \text{ in} \quad (1)$$

$$1000 \text{ mil} = 1 \text{ in} \quad (2)$$

Definição: Um fio de diâmetro $1,0 \text{ mil}$ tem uma área de seção de 1 mil circular ou 1 CM



Unidade de Medida mil e circular mil

1CM equivale a uma área muito pequena

Assim, é comum encontrar em tabelas de condutores a sigla MCM, que segue a seguinte relação:

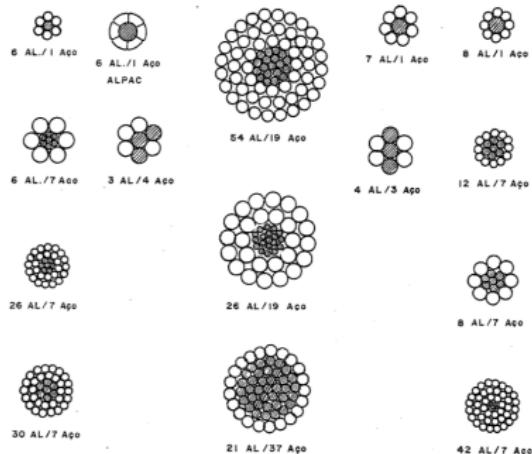
$$1MCM = 10^3 \times 1CM \quad (3)$$

Só para se ter uma noção:

$$1 MCM = 1.000cmil = 785,4 \times 10^{-6}in^2 \approx 0,5 mm^2 \quad (4)$$

Condutores ACSR

Em transmissão e distribuição a prática recomendou e o uso estabeleceu bitolas mínimas de condutores de Alumínio com alma de aço a bitola 4 AWG a qual corresponde uma secção de 41,740 MCM.



Condutores AC e ACSR

É muito comum no Brasil a designação dos cabos de Alumínio (CA) e Alumínio com alma de aço(CAA) através do **código canadense** de referências comerciais.

De acordo com esse código há para cada tipo de cabo uma família de nomes através dos quais cada bitola fica completamente definida.

Condutores ACSR

Assim, para os cabos CA, as palavras código são **nomes de flores**, e para os cabos CAA as palavras código são **nomes de aves**, em ambos os casos na língua inglesa.

Exemplo:

TULIP cabo CA de Alumínio composto de 19 filamentos com área total de 336.400 CM.

PENGUIN cabo CAA composição 1 fio de aço e 6 de Alumínio com uma secção de 125,1 mm².

Condutores padronizados Enel

Tabela 3: Características do Condutores de Cobre Nu (CCN)

Seção Nominal do Condutor (mm ²)	Diâmetro Nominal do Condutor (mm)	Formação do Condutor Nº de Fios X Diâmetro (mm)	Resistência Elétrica Máxima a 20°C (Ω/km)	Corrente Nominal (A)	Carga de Ruptura Máxima (daN)	Peso (kg/km)
25	6,18	7 x 2,06	0,795	187	933	228
35	7,50	7 x 2,50	0,538	227	1.356	317
70	10,60	19 x 2,12	0,276	356	2.661	624
95	12,50	19 x 2,50	0,198	438	3.686	859

Tabela 4 : Características dos Condutores de Alumínio Nu com Alma de Aço (CAA)

Bitola do Condutor (AWG-MCM)	Tipo	Seção Nominal do Condutor (mm ²)	Diâmetro Nominal do Condutor (mm)	Formação do Condutor Nº de Fios X Diâmetro (mm)	Resistência Elétrica Máxima a 20°C (Ω/km)	Corrente Nominal (A)	Carga de Ruptura Máxima (daN)	Peso (kg/km)
4	Swan	24,71	6,35	6/1 x 2,12	1,3278	140	812	85,40
1/0	Raven	62,38	10,11	6/1 x 3,37	0,5243	242	1.904	216,34
266,8	Partridge	157,20	16,31	26 x 7	0,2100	475	4.936	547,00

Condutores padronizados Enel

Tabela 5 : Características dos Condutores de Liga de Alumínio (CAL)

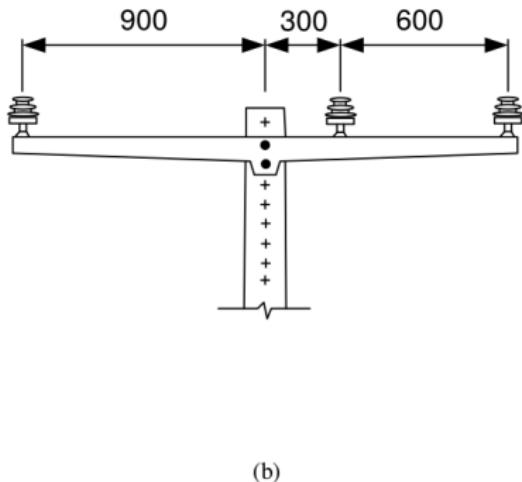
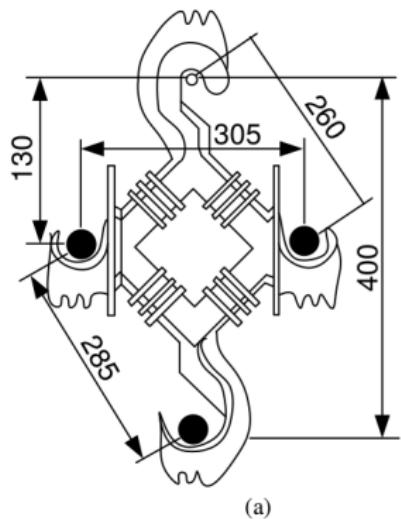
Condutor Liga A6201 (mm ²)	Diâmetro Nominal do Condutor (mm)	Formação do Condutor Nº de Fios X Diâmetro (mm)	Resistência Elétrica Máxima a 20°C (Ω/km)	Corrente Nominal (A)	Carga de Ruptura Máxima (daN)	Peso (kg/km)
50	9,09	7 x 3,02	0,668	216	1.540	140,30
70	10,50	19 x 2,17	0,478	268	2.170	192,70
120	14,15	19 x 2,83	0,279	385	3.880	327,90
160	16,35	19 x 3,25	0,205	460	4.762	441,00

Tabela 7: Condutores de Alumínio Protegido para Rede Compacta 15 kV

Seção Nominal (mm ²)	Diâmetro Nominal (mm)	Número de Fios	Resistência Elétrica Máxima CC a 20°C (ohm.)	Carga de Ruptura Mínima (daN)	Massa Aproximada (kg/km)	Corrente (A)
70	10,20	12	0,4202	910	315	225
185	16,80	30	0,1591	2.405	695	525
240	19,20	30	0,1228	3.120	875	625

Rede de Distribuição Primária: Aérea

Também é comum a substituição da cruzeta por estrutura isolante, sistema spacer cable, que permite a sustentação dos cabos protegidos. Este tipo de construção apresenta custo por quilômetro maior que o anterior.



(b)

Rede de Distribuição Primária: Aérea

As redes **spacer** devem ser construídas preferencialmente em áreas:

- densamente arborizadas e de preservação ambiental;
- centros comerciais onde o espaço para instalação da rede seja reduzido;
- condomínios fechados;
- Em que é exigido um alto grau de confiabilidade (hospitais, emissoras de televisão, etc);
- Congestionadas e com necessidade de instalar novos alimentadores;
- Instalação de circuitos múltiplos na mesma posteação;
- alimentadores expressos.

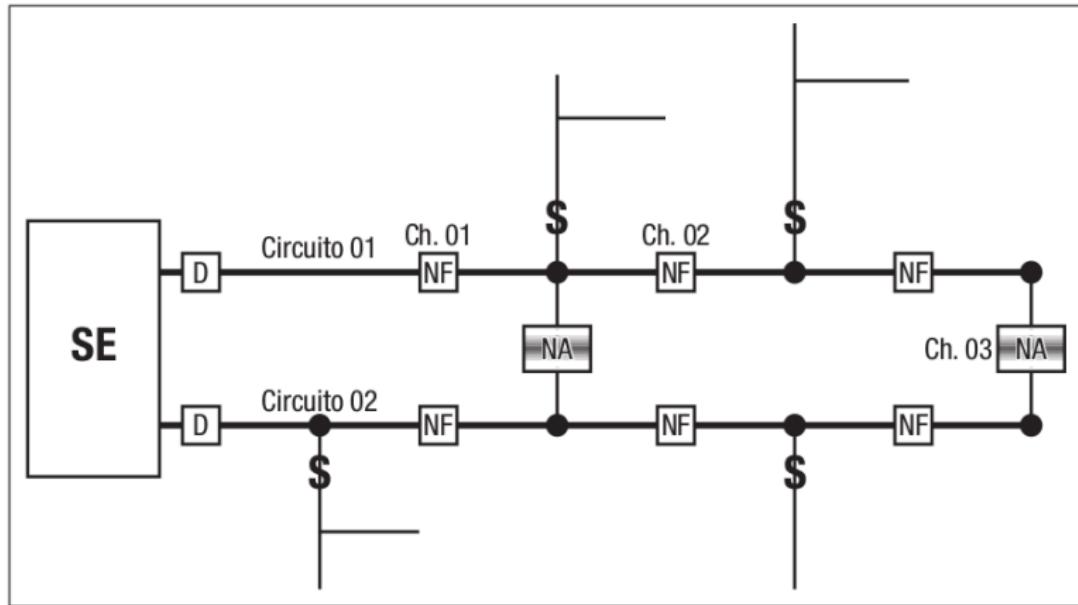
Rede de Distribuição Primária: Aérea

As redes primárias, contam com um **tronco principal** do qual se derivam **ramais**, que usualmente são protegidos por **fusíveis**.

Dispõem de **chaves de seccionamento**, **chaves normalmente fechadas**, NF, que se destinam a isolar blocos de carga, para permitir sua manutenção corretiva ou preventiva.

É usual instalar-se num mesmo circuito, ou entre circuitos diferentes, **chaves normalmente abertas**, NA, que podem ser fechadas em manobras de **transferência de carga**.

Rede de Distribuição Primária: Aérea



Transformadores de distribuição

Os transformadores de distribuição **reduzem** a tensão primária, para a de distribuição secundária. De seu secundário deriva-se a rede secundária.

Contam, usualmente, com:

- **Para-raios**, para a proteção contra sobretensões;
- **Elos fusíveis** para a proteção contra sobrecorrentes, instalados no primário

No Brasil, nas redes aéreas utilizam-se, usualmente, **transformadores trifásicos**, instalados diretamente nos postes.

Em geral, suas potências nominais são fixadas na série padronizada, isto é, 10,0 – 15,0 – 30,0 – 45,0 – 75,0 – 112,5 e 150 kVA.

Transformadores de distribuição

No Brasil, a tensão de **distribuição secundária** está padronizada nos valores **220/127 V e 380/220 V.**

O esquema mais usual consiste em :

- Utilização de transformadores trifásicos,
- **Resfriamento a óleo,**
- **Enrolamentos do primário ligados em triângulo e os do secundário em estrela, com centro estrela aterrado.**

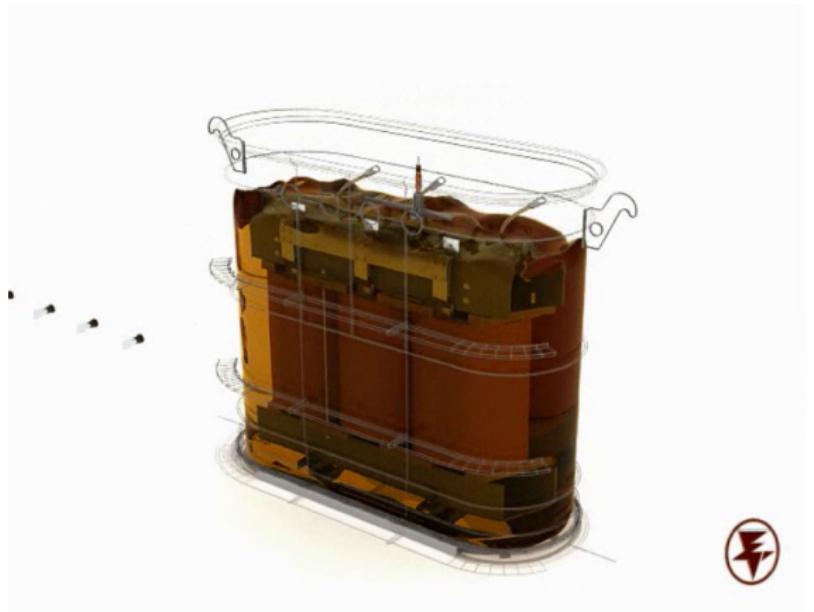
Transformador de distribuição



Transformador de distribuição



Transformador de distribuição

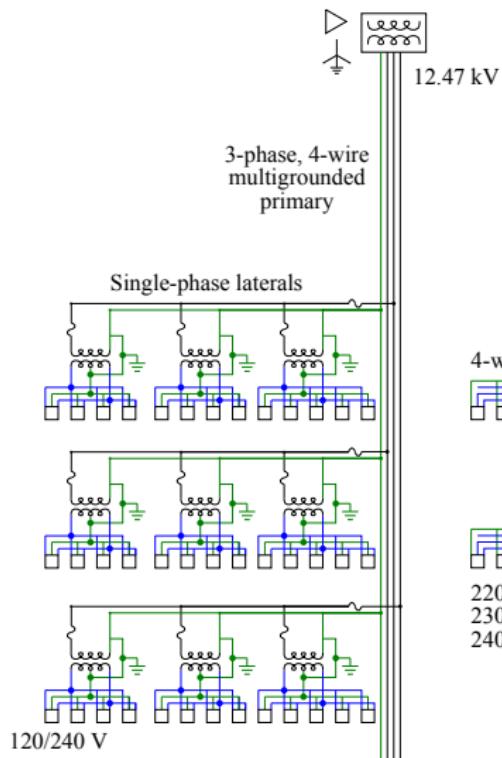


Transformador de distribuição

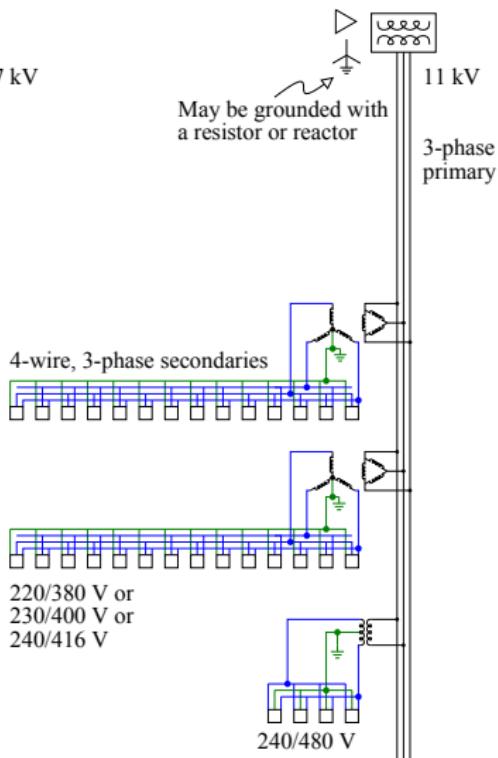


Comparação dos Sistemas Americano e Europeu

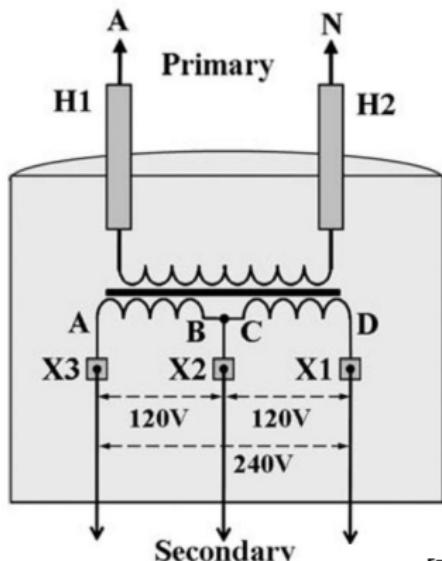
North American Layout



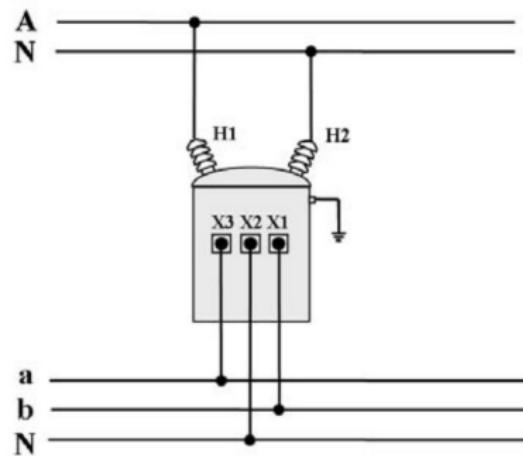
European Layout



240/120 V single-phase distribution transformers



[Blume]

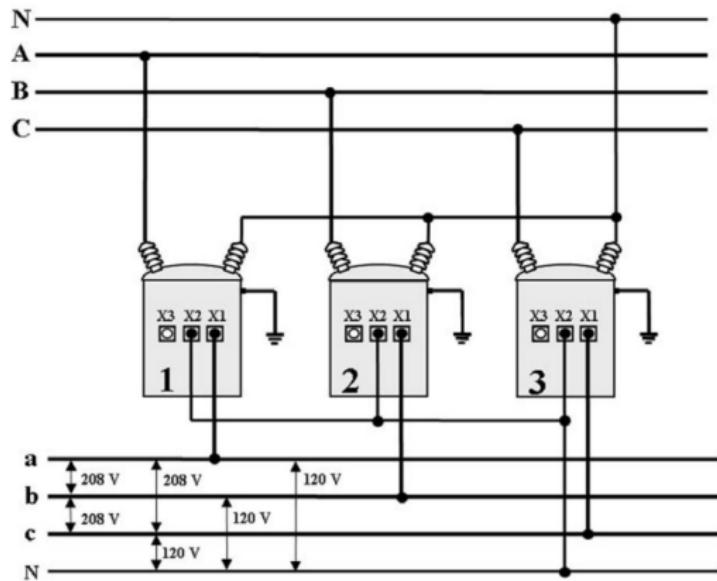


Secondary Voltage 240/120 Vac

208/120 V three-phase distribution transformers



[Blume]



Comparação dos Sistemas Americano e Europeu

As tensões no secundário dos transformadores no sistema americano são de 120/240V isso resulta em circuitos com comprimentos não mais que 250 ft.

No sistema europeu essa distância chega até 1 milha. Isso resulta em secundários até 8 vezes maiores que os americanos.

Lembrando que:

$$1 \text{ milha} = 1.609,34 \text{ metros} \quad (5)$$

$$1 \text{ pe} = 0,3048 \text{ metros} \quad (6)$$

$$1 \text{ milha} = 5.280 \text{ pes} \quad (7)$$

Rede de Distribuição Secundária

Do transformador de distribuição, deriva-se a rede de baixa tensão, 220/127 V ou 380/220 V, que **supre os consumidores de baixa tensão, consumidores residenciais, pequenos comércios e indústrias.**

Alcança, por circuito, **comprimentos da ordem de centenas de metros.** Destaca-se o predomínio, nesta rede, de consumidores residenciais.

A rede de distribuição secundária usualmente não conta com recurso para o atendimento de contingências.

Vale ressaltar que é nesta parte da rede onde se encontram a maioria das conexões de geração distribuída.

Condutores padronizados Enel

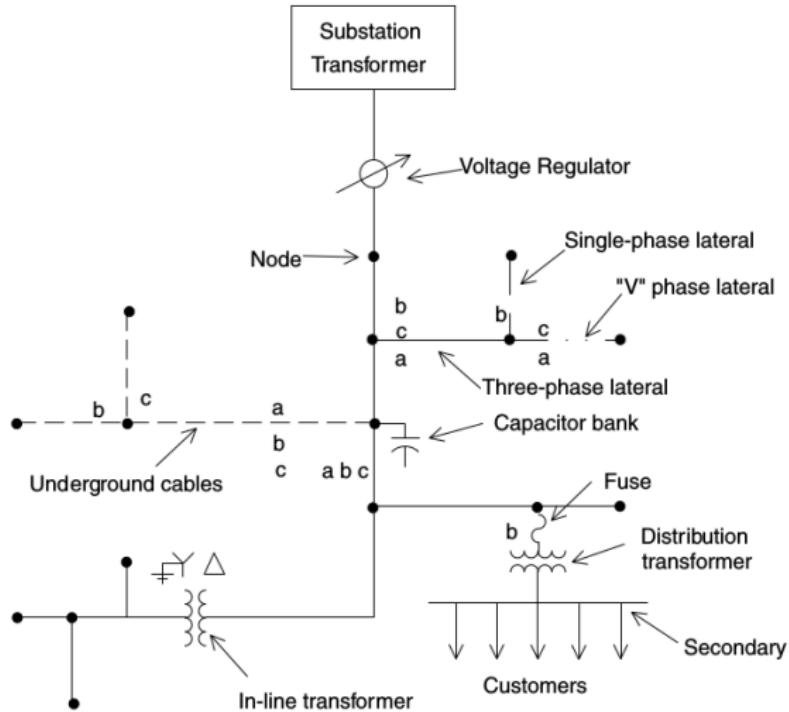
Tabela 8: Condutor Multiplexado de Alumínio Isolado em XLPE 0,6 / 1 kV

Seção do Condutor (mm ²)		Tração a Ruptura Mínima (daN)	Massa Total aproximado (kg/km)	Corrente Admissível no Condutor Fase (A)
Fase	Neutro			
1x25	1x25	700	250	83
3x25	1x50	1400	515	83
3x50	1x50	1400	727	121
3x95	1x50	1400	1267	188
3x150	1x70	1980	1996	270

Tabela 9: Condutor Multiplexado de Cobre Isolado em XLPE – 0,6 / 1 kV

Seção do Condutor (mm ²)		Tração a Ruptura Mínima (daN)	Massa Total aproximado (kg/km)	Corrente Admissível no Condutor Fase (A)
Fase	Neutro			
1x16	1x16	634	330	88
3x16	1x16	634	651	88
3x35	1x35	1348	1402	124
3x70	1x50	1901	2493	196
3x95	1x50	1901	3242	245

Rede de Distribuição: Resumo



Switches and circuit breakers

Switches

- located at substation or feeder
- isolate equipment for maintenance or reconfigure feeders
- cannot interrupt faults
- manual or remote control



[K. Schneider]



[K. Schneider]

Circuit breakers

- similar to switches, but can break fault currents
- used for protection rather than switching
- located at substation (due to size and rating)

Fuses

- Low-cost devices used to interrupt fault currents
- Once fuse interrupts overcurrent, it has to be manually replaced by a line crew
- *Fuse coordination*: the practice of selecting fuse sizes so that fuse closest to the fault blows first
- Fuse coordination requires knowledge of system load and gets complicated with distributed resources

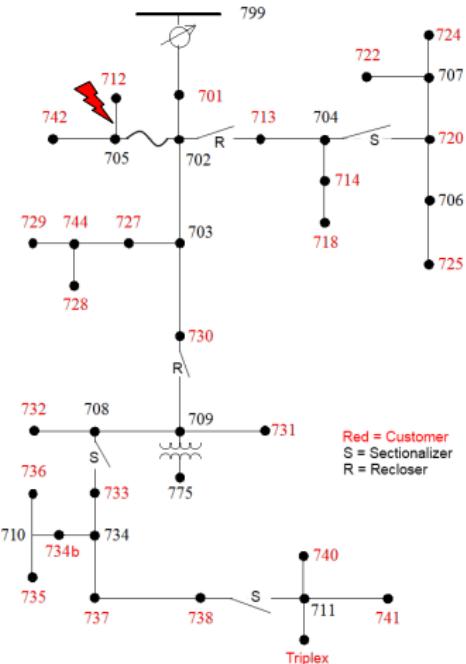


Photo courtesy of K. Schneider

- Operate on an inverse time curve:
the higher the fault current, the quicker the fuse will blow

Example of fuse protection

- Permanent line to ground fault on line 705-712
- Fuse blows due to overcurrent, thus isolating single-phase lateral
- Customers at 712 and 742 call in to report power outage
- Utility dispatches a line crew to investigate
- Line crew locates fault and repairs condition
- Line crew replaces blown fuse with a new one
- Single-phase lateral is back to service



Courtesy of K. Schneider

Protection relays

- Use local measurements to generate control signals
- Fuses measure only current; relays measure voltage and current so can also estimate
 - real and reactive power
 - sequence components
 - phasor measurements
- They can be accessed remotely for maintenance and updates



Courtesy of K. Schneider

Reclosers

- Designed to minimize number of customers affected by momentary fault
- Not needed in transmission or underground distribution systems

Operation

1. Fault occurs
2. Recloser interrupts fault current and remains open for a time period (1-2 sec) to allow momentary faults to clear
3. Recloser closes back into fault and sees if fault has cleared
4. If fault has cleared, recloser stays closed; otherwise, recloser reopens
5. Number of tries to reconnect is user-configurable (usually 3)
6. After final 'shot', recloser locks open
7. Utility crew must locally reset the unit



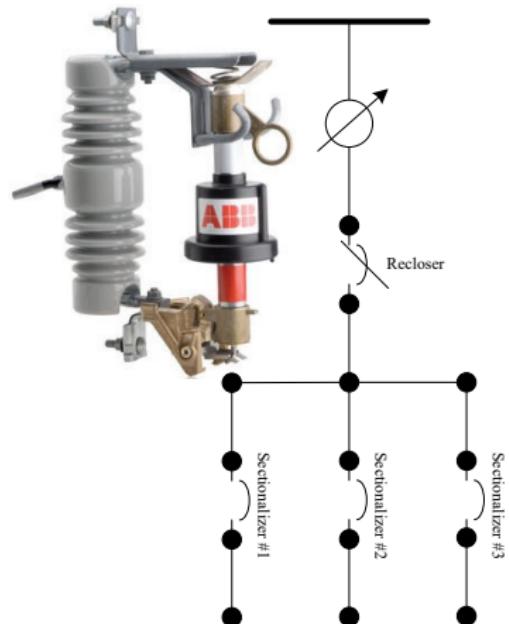
Courtesy of K. Schneider

Sectionalizers

- Operate on local measurements and with proper coordination of upstream reclosers
- Combination of reclosers and sectionalizers is ideal for system with permanent and temporary faults

Operation

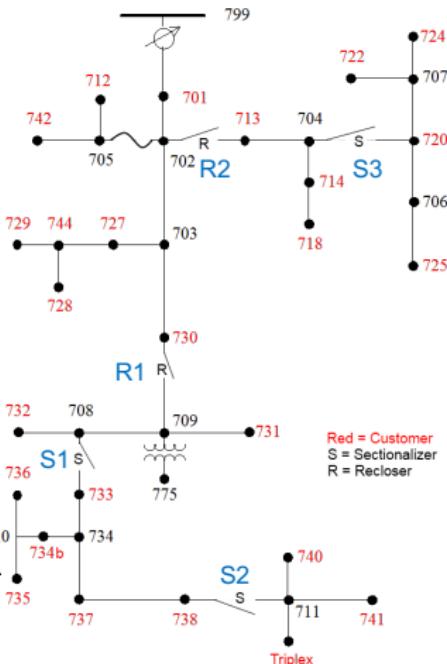
1. Sectionalizer detects overcurrent but cannot interrupt fault
2. It starts counting recloser shots
3. During the second/third recloser shots, the sectionalizer opens under no load



Courtesy of K. Schneider

Example of sectionalizer protection

- Permanent line to ground fault on line 710-735
- Overcurrent causes R1 to open
- S1 detects overcurrent and prepares to open
- S2 does not detect overcurrent
- R1 waits and closes back in; repeats 3x before locking open
- S1 opens on 3rd shot during no load
- R1 closes back in, sees no fault, and remains closed
- Customers downstream of 708 report power outage and utility dispatches line crew
- Line crew locates fault; repairs condition; and recloses sect. S2
- Lateral back to service

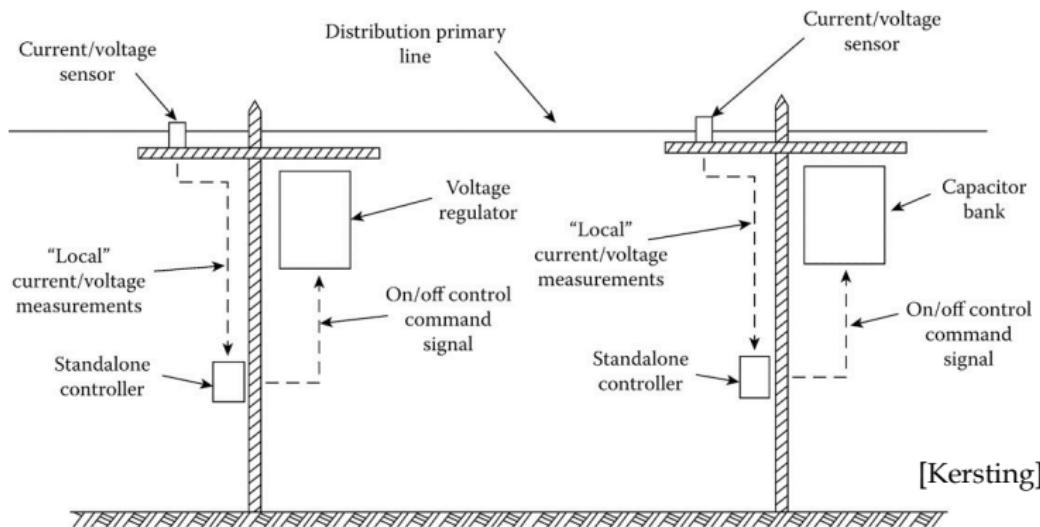


Courtesy of K. Schneider

What is the sequence for fault on 741?

Voltage regulation

- Voltage magnitude should lie within $\pm 5\%$ of nominal (114-126 V for 120 V)
- *Voltage regulators*: special transformers that change turns ratios depending on load conditions to maintain voltage on secondary side within range
- *Capacitors*: can switch on/off depending on load to regulate voltage via PF correction



Voltage transformers

On-Load Tap-Changing (OLTC) transformer

- a.k.a. Tap Changing Under-Load Transf. (TCUL)
- located at the substation; can serve multiple feeders
- maintains constant low-voltage side under varying distribution load or transmission-side conditions
- can be substituted with transformer & regulator



In-line transformers and regulators

Distribution transformers



Passado e Futuro

