



**Universidade Federal de Campina Grande**

**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

ANDREZA SOUSA ANDRADE

**DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA**

Campina Grande, Paraíba  
Dezembro de 2011

ANDREZA SOUSA ANDRADE

## DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA

*Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia  
Elétrica da Universidade Federal de Campina  
Grande como parte dos requisitos necessários  
para a obtenção do grau de Bacharel em  
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Orientador:

Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza

Campina Grande, Paraíba  
Dezembro de 2011

ANDREZA SOUSA ANDRADE

## DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA

*Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia  
Elétrica da Universidade Federal de Campina  
Grande como parte dos requisitos necessários  
para a obtenção do grau de Bacharel em  
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Aprovado em 09 / 12 / 2011

**Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Núbia Silva Dantas Brito**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Convidada, UFCG

**Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida, por todas as vitórias que obtive até hoje e que me levaram a conclusão deste trabalho.

Agradeço a meus pais Abner Jorge e Maria das Graças e a minha irmã Suzanne Andrade, sem os quais este momento não teria sentido. É por eles e para eles, e graças aos seus muitos sacrifícios, que hoje celebramos esta conquista.

Ao meu namorado Yoge Sarmiento pelo apoio e compreensão que muito me ajudou nos momentos de dificuldade.

Agradeço também a toda minha família e meus maravilhosos amigos, que com todo carinho e apoio, não mediram esforços para eu chegar a esta etapa da minha vida, com destaque especial a Amanda de Souza e Philipe Soares, que muito me ajudaram para a elaboração deste trabalho.

Agradeço ao meu professor orientador Benemar Alencar por ter aceitado me orientar e pela contribuição com o desenvolvimento deste trabalho e ao engenheiro Ricardo Amadeu por ter me concedido, de forma prestativa, plantas de condomínio de sua construtora, para que eu pudesse realizar o projeto aqui mostrado.

Aos professores e funcionários do DEE, por exercerem tão bem sua função permitindo-me obter uma excelente formação.

Enfim, agradeço a todos que, não por menor importância, não foram citados, mas também tiveram grande contribuição na realização do sonho de adquirir o título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

## RESUMO

O sistema elétrico de potência compreende quatro grandes áreas: geração, transmissão, distribuição e utilização, dentre os quais o sistema de distribuição é a parte responsável por rebaixar o nível de tensão e distribuir a energia para os consumidores, sendo eles residenciais, comerciais ou industriais. De modo geral, a distribuição pode ser por via aérea ou via subterrânea, sendo as vias aéreas de maior empregabilidade no Brasil.

O sistema de distribuição subterrâneo, foco principal deste trabalho, é, sem dúvida, mais complexo que o correspondente sistema aéreo, porém, apesar de ser um sistema que requer um investimento inicial elevado, quando comparado a outros tipos de rede existentes, resulta em melhor qualidade do serviço prestado, maior segurança e menor custo diário.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Partes de um sistema de potência.....	1
Figura 2 - Sistema de potência no Brasil.....	2
Figura 3 - Alimentador radial; (a) mais comum; (b) mais econômica.....	3
Figura 4 - Sistema radial seletivo com alimentadores oriundos.....	4
Figura 5 - Sistema radial subterrâneo.....	5
Figura 6 - Alimentador em anel aberto.....	5
Figura 7 - Alimentador em anel fechado.....	6
Figura 8 - Sistema secundário a quatro condutores.....	7
Figura 9 - Sistema secundário monofásico a três condutores.....	7
Figura 10 - Sistema secundário radial simples.....	8
Figura 11 - Circuito secundário interligado - Tipo 1.....	9
Figura 12 - Circuito secundário interligado - Tipo 2.....	9
Figura 13 - Sistema secundário reticulado.....	10
Figura 14 - Sistema reticulado exclusivo.....	11
Figura 15 - Rede aérea convencional.....	12
Figura 16 - Árvore nos fios de distribuição.....	13
Figura 17 - Rede primária compacta – UFCG.....	14
Figura 18 - Rede secundária multiplexada.....	15
Figura 19 - Vista aproximada da rede multiplexada.....	15
Figura 20 - Cabos subterrâneo sendo instalados.....	17
Figura 21 - Rua Oscar Freire, São Paulo - SP (rede subterrânea).....	23
Figura 22 - Gramado - RS (rede subterrânea).....	23
Figura 23 – Rua Maciel Pinheiro, Campina Grande - PB (rede subterrânea).....	23
Figura 24 - Árvore caiu derrubando os fios de energia elétrica.....	25
Figura 25 - Circuito aéreo e poluição visual.....	25
Figura 26 - Planejamento urbano.....	26
Figura 27 - Interferência de postes em vias urbanas.....	26
Figura 28 - Gravidade dos acidentes com veículos.....	26
Figura 29 - Homens trabalhando próximos a rede.....	27
Figura 30 - Podas de árvores.....	27

Figura 31 - Identificação do condutor de baixa tensão.....	31
Figura 32 - Identificação do condutor do ramal de entrada. ....	31
Figura 33 - Quadro de distribuição em pedestal (QDP). ....	36

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Demanda estimada de unidade consumidora em condomínios residenciais não edificados.....	32
Tabela 2 - Característica de cabos para rede secundária subterrânea (Cobre XLPE/EPR).....	33
Tabela 3 - Dimensionamento da categoria de atendimento (380/220V).....	34
Tabela 4 - Parâmetros elétricos - Condutor de cobre - Isolamento 15/25kV.....	34
Tabela 5 - Características dos transformadores em pedestal.....	35
Tabela 6 - Fator de multiplicação para cálculo de demanda por circuito.....	35
Tabela 7 - Dimensionamento dos condutores do circuito de alimentação do QDP.....	36
Tabela 8 - Queda de tensão - Transformador 1.....	38
Tabela 9 - Queda de tensão - Transformador 2.....	39
Tabela 10 - Queda de tensão - Transformador 3.....	39
Tabela 11 - Queda de tensão - Transformador 4.....	40
Tabela 12 - Queda de tensão - Transformador 5.....	40
Tabela 13 - Perdas (kW) - Transformador 1.....	42
Tabela 14 - Perdas (kW) - Transformador 2.....	42
Tabela 15 - Perdas (kW) - Transformador 3.....	43
Tabela 16 - Perdas (kW) - Transformador 4.....	43
Tabela 17 - Perdas (kW) - Transformador 5.....	44



# SUMÁRIO

1.	Distribuição de energia elétrica .....	1
1.1	Arranjos de redes de distribuição .....	3
1.1.1	Alimentador primário .....	3
1.1.2	Sistema secundário .....	6
1.2	Tipos de redes de distribuição .....	11
1.2.1	Rede de distribuição aérea convencional.....	12
1.2.2	Rede de distribuição aérea compacta.....	14
1.2.3	Rede de distribuição subterrânea.....	16
1.3	Análise técnica de uma rede de distribuição de energia elétrica .....	18
1.3.1	Interrupção no fornecimento de energia elétrica.....	18
1.3.2	Queda de tensão nas redes de distribuição secundária .....	19
1.4	Análise econômica de uma rede de distribuição de energia elétrica.....	20
1.4.1	Investimento Inicial .....	20
1.4.2	Custo operacional .....	20
1.4.3	Energia não distribuída .....	21
2.	Estudos sobre redes de distribuição subterrânea .....	22
3.	Redes de distribuição subterrânea .....	25
4.	Projeto de rede de distribuição subterrânea .....	28
4.1	Dados do projeto .....	28
4.2	Projeto elétrico .....	28
4.3	Projeto civil.....	29
5.	Estudo de caso .....	30
5.1	Dados do projeto .....	30
5.2	Projeto elétrico .....	30
5.2.1	Rede secundária.....	30

5.2.2 Rede primária .....	33
5.2.3 Transformador .....	34
5.2.4 Quadro de distribuição em pedestal (QDP) .....	36
5.2.5 Proteção contra sobretensão .....	37
5.2.6 Aterramento.....	37
5.3 Cálculos de queda de tensão e perdas no sistema .....	37
Conclusão.....	45
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	46
Anexo A – Planta de localização.....	47
Anexo B – Planta de rede de distribuição subterrânea .....	48
Anexo C – Planta de iluminação externa e detalhe dos postes .....	49
Anexo D – Diagrama unifilar.....	50

# 1. Distribuição de energia elétrica

O sistema elétrico de potência compreende quatro grandes áreas: geração, transmissão, distribuição e utilização. O sistema de distribuição corresponde a parte responsável por rebaixar o nível de tensão e distribuir a energia para os consumidores, sejam eles residenciais, comerciais ou industriais e pode ser subdividido em subtransmissão (grandes consumidores), distribuição primária (distribuição de média tensão) e distribuição secundária (distribuição de baixa tensão), pode-se visualizar melhor essa configuração na Figura 1.

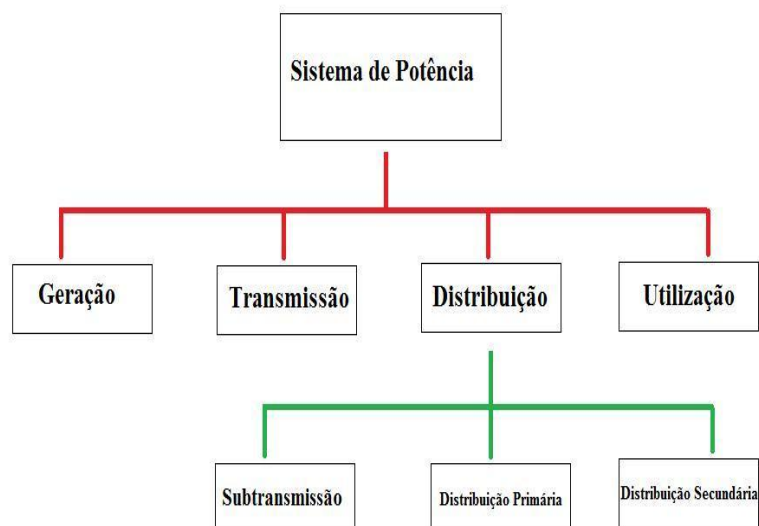


Figura 1 - Partes de um sistema de potência.

Os níveis de tensão mais utilizados são: 69kV e 35,5kV para subtransmissão, 13,8kV e 11,9kV para distribuição primária e 380V, 220V e 127V, para distribuição secundária, a depender da região na qual estão instaladas. A diferença de tensão na distribuição é fortemente influenciada por um fator histórico, porém, também deve ser levado em consideração o desenvolvimento da segurança no trabalho, possibilitando com que a tensão pudesse ser elevada e, por conseguinte, a corrente nos condutores fosse diminuída, tendo em vista que a potência no sistema se manteve. Essa redução de corrente nos condutores está diretamente ligada à redução da seção dos condutores de cobre, tornando a rede mais econômica, além de apresentar uma redução significativa nas perdas nas linhas de distribuição.

Nas subestações de distribuição, a tensão é rebaixada para a tensão de distribuição primária. Nas redes de distribuição primárias, que suprem os transformadores de distribuição, a tensão é ajustada para o nível de baixa tensão e, assim, derivada pela rede de distribuição secundária.

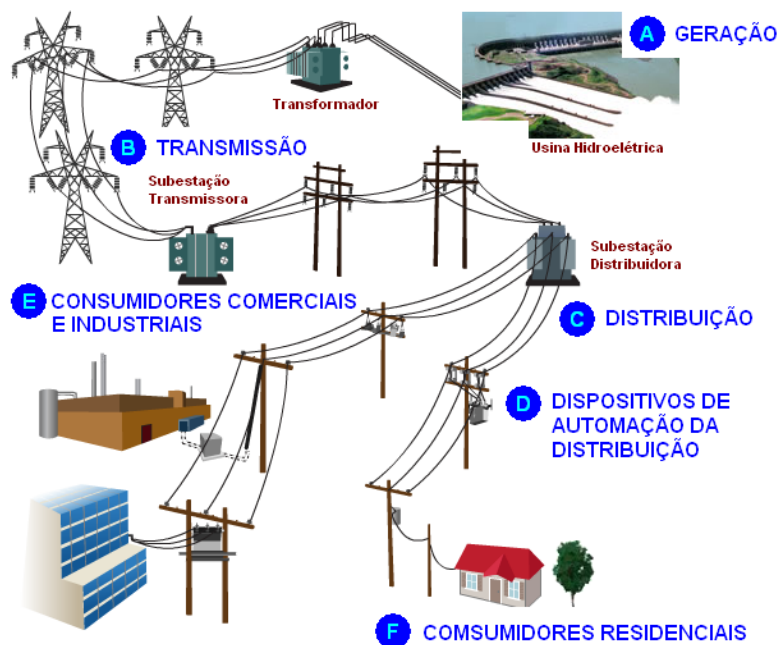


Figura 2 - Sistema de potência no Brasil.

O desempenho de um sistema de distribuição depende da sua construção, da qualidade dos equipamentos utilizados, das condições ambientais e da sua manutenção. No entanto, nota-se ser crescente o nível de exigência dos consumidores, pelo constrangimento causado nos momentos das faltas, dada a utilização de equipamentos mais vulneráveis a interrupções e o desconforto causado pela ausência da energia elétrica. Por estes motivos, torna-se progressivamente necessária uma prestação de serviço de boa qualidade e excelência, visando a continuidade do serviço.

Para cumprir esses objetivos, cabe as concessionárias de distribuição aprimoramento dos critérios de planejamento, projeto, construção e manutenção dos equipamentos.

Na prática, a escolha do tipo de distribuição a ser implantado depende de diversos fatores, tais como:

- Qualidade de serviço desejada;
- Disponibilidade de recursos;
- Taxa de retorno de capital fixada.

## 1.1 Arranjos de redes de distribuição

Os arranjos de uma rede de distribuição são definidos por um conjunto de parâmetros que são estabelecidos com base em estudos técnico-econômicos. A solução adotada deve cumprir os seguintes objetivos:

- Garantir segurança das pessoas e dos bens;
- Garantir níveis de qualidade de serviços predefinidos;
- Atingir os níveis de rentabilidade econômica desejados;
- Adequar-se à densidade de clientes/consumo (MVA/km<sup>2</sup>);
- Adequar-se às características geográficas e as condições climáticas.

As redes de distribuição de energia elétrica podem ser construídas com várias configurações, podendo-se destacar radial simples, anel, secundário interligado e secundário reticulado.

### 1.1.1 Alimentador primário

#### 1.1.1.1 Alimentador radial simples

O sistema radial é de fácil operação e expansão. É aplicado na distribuição aérea, principalmente em áreas rurais e suburbanas, pequenas cidades e pequenas indústrias, que não precisam de suprimento contínuo. Sua configuração é mostrada na Figura 3 (a) na sua versão mais usual, com tronco trifásico estendido e ramais trifásicos ou monofásicos, e na Figura 3 (b) mostrando uma variante mais econômica que não suporta cargas trifásicas.

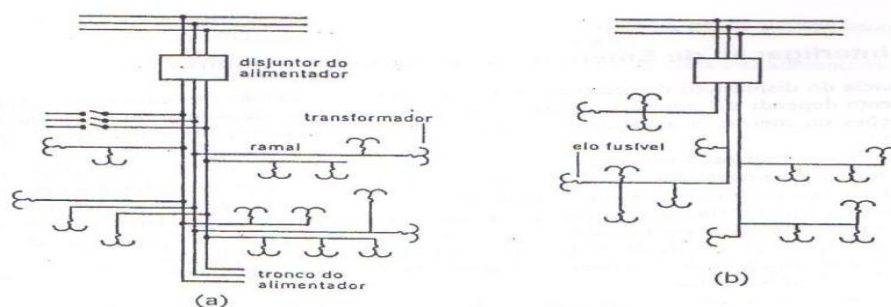


Figura 3 - Alimentador radial; (a) mais comum; (b) mais econômica.

### 1.1.1.2 Sistema radial seletivo

O sistema radial seletivo oferece uma alternativa de suprimento de energia elétrica, de forma que a carga pode ser alimentada por vias diferentes, sendo comutada manual ou automaticamente. Conforme se vê, o suprimento pode se originar da mesma subestação, como mostra a Figura 4 (a), ou de subestações diferentes, evidenciada na Figura 4 (b).

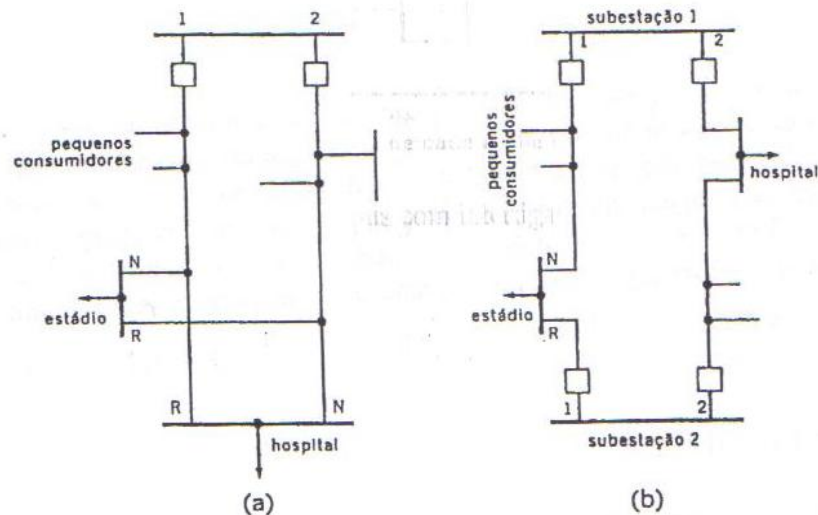


Figura 4 - Sistema radial seletivo com alimentadores oriundos

(a) de mesma subestação e (b) de subestações diferentes.

Esta configuração se aplica a consumidores de grande porte ou de grande importância, sendo geralmente ligada diretamente ao circuito primário, como exemplo hospitais e estádios.

O sistema radial seletivo também é adotado como primário de sistema subterrâneo, como pode ser observado na Figura 5. Neste caso, um alimentador é mantido sem carga própria, servindo de reserva de outros dois.

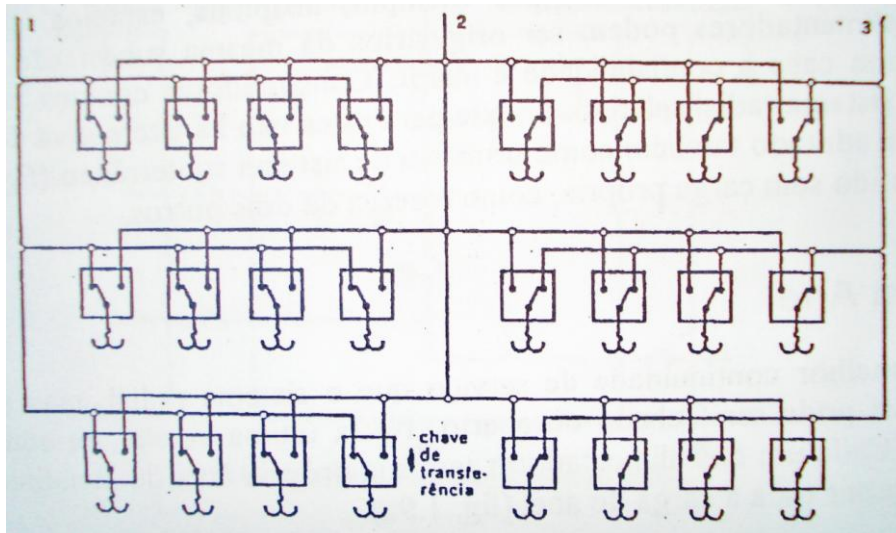


Figura 5 - Sistema radial subterrâneo.

### 1.1.1.3 Sistema em anel

O sistema em anel oferece melhor continuidade de serviço que o sistema radial, porém apresenta custo mais elevado, devido ao fato de cada um dos alimentadores ser projetado para assumir toda a carga do anel, apesar de cada um ter sua própria área de atendimento.

O anel pode ser fechado ou aberto e pode-se comparar o comportamento do anel aberto com o de dois alimentadores radiais, como pode ser observado na Figura 6.

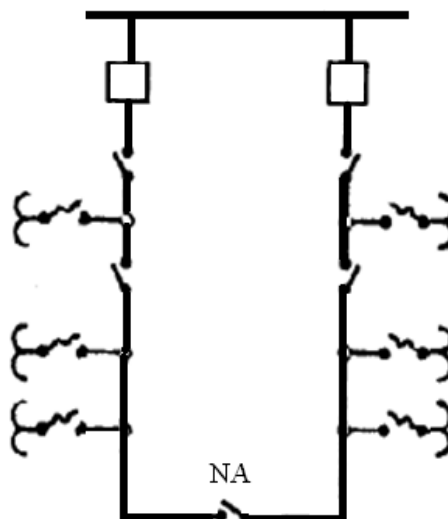


Figura 6 - Alimentador em anel aberto.

O alimentador em anel fechado, observado na Figura 7, é mais sofisticado que o anel aberto, pois emprega disjuntores comandados por relés direcionais (as setas indicam o sentido da corrente capaz de acionar os disjuntores).

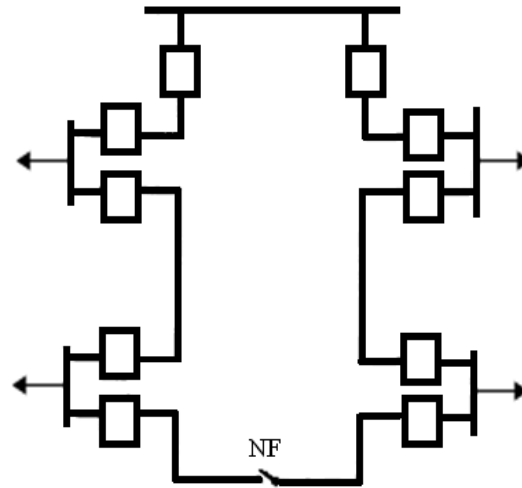


Figura 7 - Alimentador em anel fechado.

### 1.1.2 Sistema secundário

O sistema secundário é a parte do sistema de distribuição que se localiza entre o alimentador primário e o consumidor, consistindo dos transformadores de distribuição, circuitos secundários e ramais de serviços.

Existem dois tipos de circuito secundário: o trifásico a quatro condutores e o monofásico a três condutores. O sistema trifásico a quatro condutores é alimentado por um transformador de distribuição ligado em delta do lado de alta tensão e estrela com neutro aterrado no lado de baixa tensão, como pode-se ver na Figura 8. As cargas trifásicas são ligadas aos três condutores de fase e as monofásicas podem ser alimentadas de uma fase e do neutro.



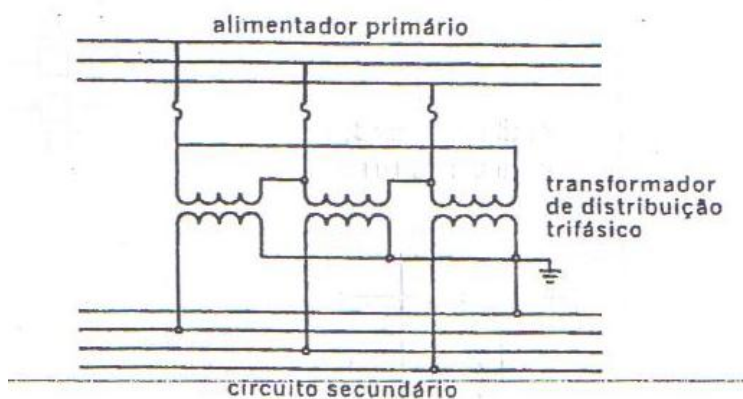


Figura 8 - Sistema secundário a quatro condutores.

O circuito monofásico a três condutores é alimentado por um transformador monofásico, como pode ser visto na Figura 9, e pode ser montado em duas versões, sendo uma alimentada por duas fases do alimentador primário a três condutores ou alimentada de uma fase e do neutro do alimentador primário a quatro condutores. Em ambas as configurações, as cargas monofásicas podem ser ligadas entre uma fase e o neutro ou entre duas fases.

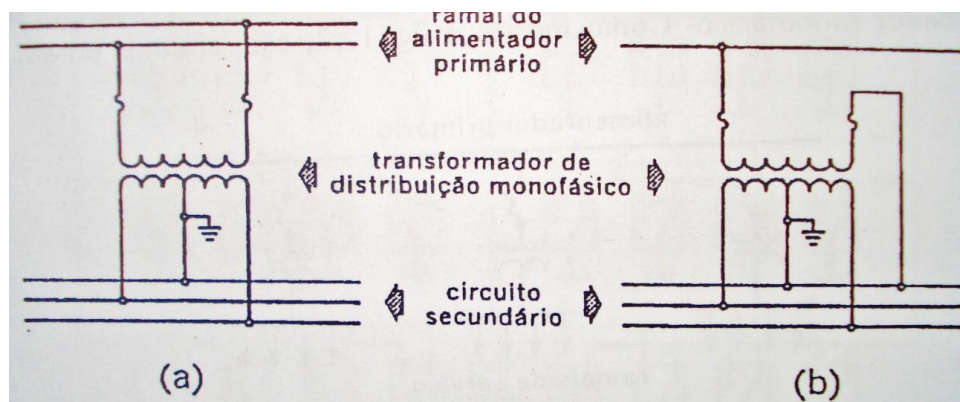


Figura 9 - Sistema secundário monofásico a três condutores.

Os arranjos de um sistema secundário são: radial simples, secundário interligado e secundário reticulado.

### 1.1.2.1 Sistema radial simples

Semelhante ao sistema primário, o sistema radial simples para secundário é de fácil operação e expansão, como pode ser visto na Figura 10.

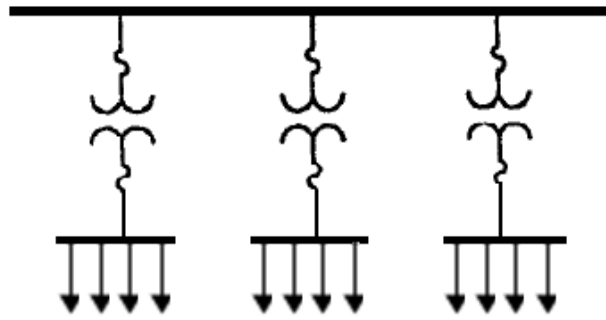


Figura 10 - Sistema secundário radial simples.

### 1.1.2.2 Sistema secundário interligado

Esta configuração é obtida a partir do sistema radial simples interligando os secundários dos transformadores, que são supridos pelo mesmo alimentador primário, formando um banco, de modo que não requeira grande investimento para efetuar essa conversão.

O sistema interligado pode ser aplicado em áreas de densidade de carga média variando entre 200 e 500 kVA/km<sup>2</sup>, sendo recomendável que o banco não possua menos de três unidades, para se manter o nível da tensão e sobrecarga mínima nas unidades remanescente, caso uma delas saia de serviço.

Trata-se de um sistema que oferece diversas vantagens, como:

- Reduz a queda de tensão devido a partida de motores;
- Atenua o problema da oscilação de tensão no secundário;
- Permite diminuir a potência instalada em transformadores e as seções dos condutores secundários;
- Favorece a auto-extinção mais rápida de defeitos no secundário; e
- Facilita a inclusão de novas cargas.

Este sistema possui várias formas de proteção. Na Figura 11 observa-se que os fusíveis dos transformadores só operam para defeitos no mesmo, isolando-o dos circuitos primário e secundário. Pode ser visto que a continuidade de serviço é mantida, pois, mesmo com a saída de um transformador, a carga será distribuída pelas unidades remanescentes.

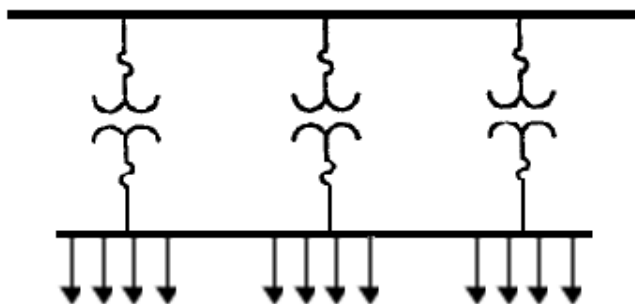


Figura 11 - Circuito secundário interligado - Tipo 1.

Na Figura 12, observa-se que os fusíveis são colocados no alimentador secundário, de modo que o defeito no alimentador ou no transformador que o alimenta seja isolado por ação dos fusíveis primário e secundário.

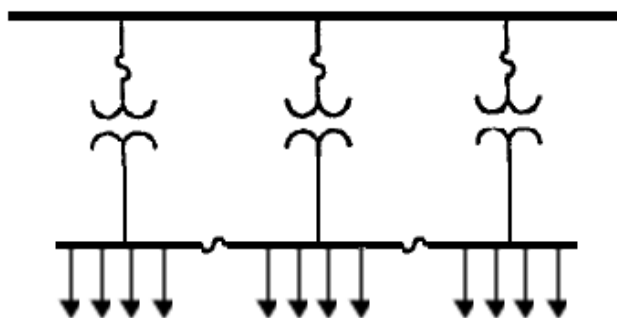


Figura 12 - Circuito secundário interligado - Tipo 2

### 1.1.2.3 Sistema secundário reticulado

O sistema secundário reticulado é utilizado em áreas urbanas de grande densidade de carga e sua instalação se dá por via subterrânea. É um sistema praticamente imune a defeitos, pois cada transformador é ligado a rede secundária por meio de um disjuntor a ar comandado por relé de reversão de potência, denominado protetor de malha. Esta configuração pode ser visualizada na Figura 13.

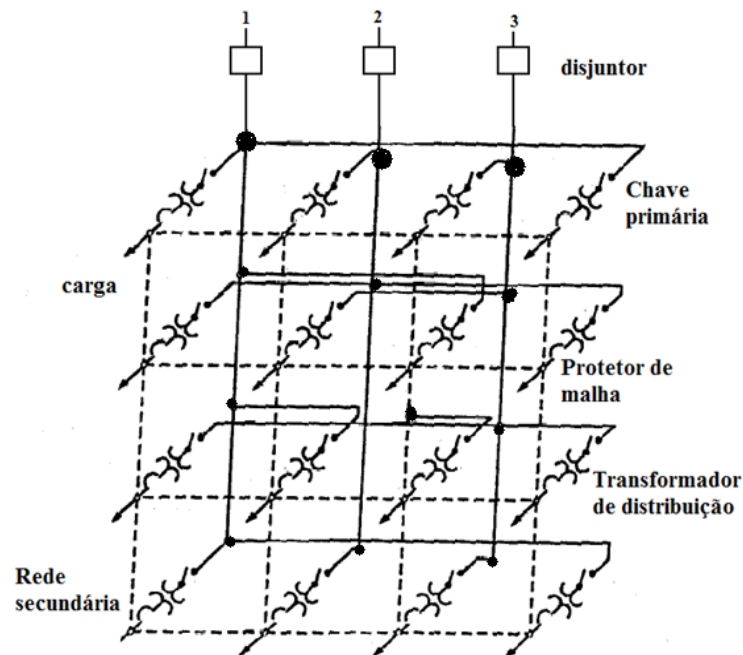


Figura 13 - Sistema secundário reticulado.

A função do protetor de malha é evitar o fluxo de energia no sentido da rede secundária para o transformador, ou seja, quando ocorre um defeito em um dos transformadores, este é desligado automaticamente do alimentador primário por ação da chave fusível, porém a rede secundária continua sendo energizada pelos outros transformadores, sem alimentar o defeito, pois isto é evitado pelo protetor de malha.

#### 1.1.2.4 Sistema reticulado exclusivo

Este sistema é de confiabilidade semelhante ao do sistema reticulado generalizado, sendo especialmente adequado para suprir cargas concentradas de grande porte.

Como pode ser visualizado na Figura 14, os secundários de dois ou mais transformadores são conectados em paralelo, por meio de protetores de malha, a um barramento secundário do qual são derivados alimentadores secundários radiais.

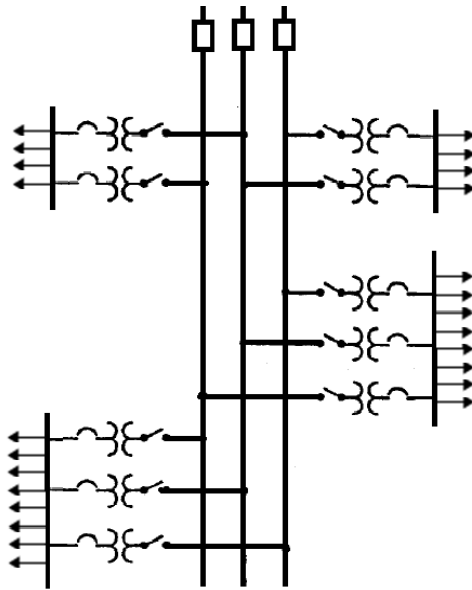


Figura 14 - Sistema reticulado exclusivo.

De forma análoga ao reticulado generalizado, se um alimentador primário ou transformador de distribuição falhar, os outros tendem a realimentar a corrente de falta. Este fluxo reverso aciona o protetor de malha de modo a isolar o defeito do barramento secundário. Só há interrupção no fornecimento de energia no caso da ocorrência de defeito no barramento secundário ou em todos os alimentadores simultaneamente.

O sistema reticulado exclusivo é mais caro que os demais devido aos custos extras dos protetores de malha e da necessidade de sobredimensionamento dos alimentadores e transformadores, porém não há interrupção momentânea causada pela operação de chaves de transferências, como ocorre no radial seletivo. Além disso, reduz as oscilações de tensão causadas por curto circuito ou grandes cargas.

## 1.2 Tipos de redes de distribuição

Inicialmente a distribuição de energia era realizada em baixa tensão e em corrente contínua a poucos consumidores, os quais deveriam estar instalados próximos a geração, tendo em vista que os alimentadores de energia não podiam ser longos em virtudes das quedas de tensão e das perdas de energia.

No início do século XX criou-se o transformador, que viabilizou a aplicação da energia elétrica em todo o mundo. O grande motivador da expansão dos sistemas de

potências foi o crescimento contínuo das unidades consumidoras, que resultou na construção de grandes sistemas de geração, transmissão e distribuição.

Os tipos de distribuição de energia elétrica são vários e muitas vezes estes se encontram em circuitos mistos, acarretando em combinações entre redes de baixa e média tensão. De modo geral, pode ser por via aérea ou via subterrânea, sendo as vias aéreas de maior empregabilidade no Brasil, podendo ser divididas em convencionais e compactas.

Vale ainda ressaltar que o tipo de distribuição a ser adotado em uma região deve levar em consideração as características climáticas e de arborização do local, assim como a segurança e a confiabilidade desejada.

### 1.2.1 Rede de distribuição aérea convencional

A rede aérea convencional é caracterizada pela presença de cabos nus, apoiados sobre isoladores de vidro ou porcelana e fixados sobre cruzetas de madeira, como mostra a Figura 15. Trata-se de uma rede totalmente desprotegida em relação às intempéries, apresentando alto índice de falhas.



Figura 15 - Rede aérea convencional.

Devido ao fato de ser constituída de cabos nus, a convivência deste tipo de rede com árvores não é recomendada, pois o simples contato de um galho com o condutor pode provocar o desligamento da rede. Além disto, a exposição destas redes facilita o contato acidental de pessoas com os condutores nus, acarretando em possíveis descargas elétricas e podendo causar acidentes graves ou fatais.

O custo de instalação desse tipo de rede é baixo, porém são necessários gastos contínuos com manutenção e reparos devido aos danos causados por acidentes de veículos em postes, descargas atmosféricas, contaminação ambiental como poluição e salinidade, entre outros. Como exemplo de gastos constantes com esses tipos de redes podemos citar a necessidade de podas das árvores.



**Figura 16 - Árvore nos fios de distribuição.**

A ocorrência de interrupções provocadas por contatos acidentais de árvores ou objetos com os condutores nus podem provocar prejuízos tais como:

- Queima dos transformadores, pela ocorrência de curto-circuito;
- Oscilação de tensão, em virtude do mau contato em conexões;
- Queima dos aparelhos domésticos e comerciais;
- Perdas de faturamento e prejuízos ao comércio e indústrias;
- Transtornos em hospitais;
- Gastos acentuados com manutenção e podas emergenciais e corretivas.



Por estes motivos, possui baixo nível de confiabilidade quando utilizada em áreas com grande densidade populacional.

### **1.2.2 Rede de distribuição aérea compacta**

As redes compactas são caracterizadas por utilizar condutores cobertos com uma camada de material isolante. Quando primárias, essas redes são chamadas de protegidas, pois, apesar de possuírem cobertura, os cabos são protegidos e não isolados, não sendo permitido tocá-los com rede energizada. Quando secundárias, as redes são ditas isoladas, pois a cobertura presente no cabo garante o isolamento.

A rede primária é composta por três condutores revestidos por uma camada de polietileno reticulado – XLPE (composto extrudado de polietileno termofixo) -, sustentados por um cabo de aço com 9,5mm de diâmetro e de alta resistência mecânica a tração, que sustenta espaçadores plásticos dotados de anéis ou laços poliméricos para amarração dos condutores e mensageiro. Esses espaçadores são instalados em intervalos de 8 a 10 metros apoiando os condutores que ficam dispostos em um arranjo triangular compacto. O cabo mensageiro de sustentação é fixado aos postes por meio de ferragem metálica.



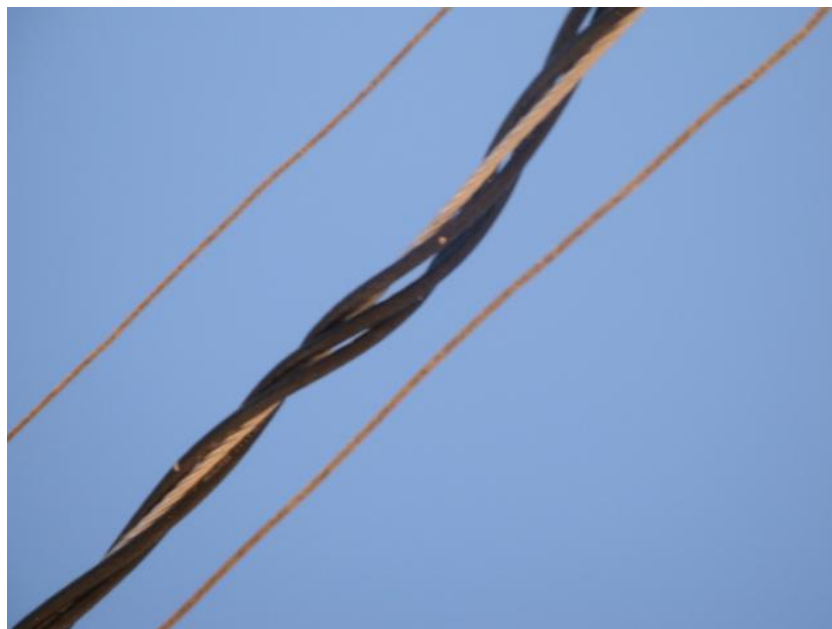
**Figura 17 - Rede primária compacta – UFCG.**



A rede secundária utiliza cabos multiplexados ou pré-reunidos, autossustentados, construídos por condutores de alumínio com isolamento sólido de XLPE nas fases e dispostos helicoidalmente em torno de um condutor neutro de alumínio ou liga de alumínio.



**Figura 18 - Rede secundária multiplexada.**



**Figura 19 - Vista aproximada da rede multiplexada.**

As redes aéreas compactas oferecem maior confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia quando comparadas às áreas convencionais, pois são mais

seguras para o público e convivem de forma mais harmoniosa entre árvores. A sua aplicação resulta em alguns benefícios, dentre os quais se pode citar:

- Alta redução de taxas de faltas com conseqüente redução de intervenção das equipes de manutenção;
- Minimização de manutenção corretiva, liberando turmas para outros serviços;
- Redução na duração e na freqüência de interrupções;
- Minimização de podas nas árvores.

Outra grande vantagem é a redução do espaço físico ocupado, quando comparada a redes aéreas convencionais, além de contribuir para o combate a prática de furto de energia e até de condutores.

A aplicação dessas redes é indicada nas seguintes situações:

- Locais onde são provocados desligamentos por interferência de arborização com a rede;
- Locais com desligamentos provocados por descargas atmosféricas;
- Locais com freqüentes ocorrências de objetos jogados nos condutores;
- Congestionamento de estruturas;
- Saída de alimentadores das subestações;

Países como Brasil, Itália, Estados Unidos, China, dentre outros, realizam estudos freqüentes sobre linhas de transmissão compactas, pois apresentam amplas vantagens em áreas urbanas.

### **1.2.3 Rede de distribuição subterrânea**

O sistema de distribuição subterrâneo é, sem dúvida, na sua concepção, operação e manutenção, mais complexo que o correspondente sistema aéreo. A utilização desse sistema varia de região para região, sendo a forma mais indicada para conciliar árvore e fiação elétrica.



**Figura 20 - Cabos subterrâneo sendo instalados.**

(Fonte: Edição 54 - O setor elétrico)

Nos Estados Unidos, mais de 70% das áreas residenciais utilizam o sistema subterrâneo, cujo custo é cerca de 1,2 a 1,5 vezes maior que o custo do sistema aéreo.

No Brasil, como ainda é pouco utilizado, o custo varia entre duas a três vezes o do sistema convencionalmente utilizado. Um fato que encarece esse sistema é que ele é projetado para ter vida útil de cinquenta anos, ao passo que, o sistema aéreo convencional é projetado para uma vida útil de trinta anos.

As redes subterrâneas apresentam uma série de benefícios:

- Redução significativa das interrupções devido à diminuição da exposição do circuito com os agentes externos, aumentando a confiabilidade do sistema;
- Eliminação dos circuitos aéreos, o que melhora consideravelmente a aparência do sistema e ajuda a preservar as árvores, contribuindo para o embelezamento e a conservação do meio ambiente;
- Aumenta a segurança da população, com a eliminação do risco de ruptura de condutores vivos e contatos acidentais;
- Redução dos custos de manutenção, como podas de árvores e deslocamentos de turmas de emergências.

Várias situações justificam o uso da rede subterrânea, tais como áreas de grande densidade de carga, congestionamento da rede aérea, fator estético-ambiental, cidades históricas, turísticas, loteamentos e bairros de auto poder aquisitivo.

## **1.3 Análise técnica de uma rede de distribuição de energia elétrica**

O desempenho de uma rede de distribuição pode ser avaliado por meio do histórico das interrupções e das quedas de tensão na rede. Sendo o estudo de histórico das interrupções o responsável por avaliar a continuidade do fornecimento de energia elétrica e as quedas de tensão na rede, bem como, verificar os níveis de tensão nos pontos de entrega ao consumidor.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL regula os serviços de energia elétrica, estimula a melhoria do serviço e zela pela sua boa qualidade. A continuidade da distribuição e a conformidade dos níveis de tensão são reguladas por duas resoluções:

- a) A Resolução ANEEL nº 24, de 27 de Janeiro de 2000, que estabelece as disposições relativas à continuidade de distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras;
- b) A Resolução ANEEL nº 505, de 26 de Novembro de 2001, que dispõe de forma atualizada sobre as questões relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

### **1.3.1 Interrupção no fornecimento de energia elétrica**

Define-se interrupção como a descontinuidade da tensão disponível em qualquer uma das fases ou a falta do neutro em um circuito elétrico que atende a uma unidade consumidora.

As informações acerca das interrupções são fundamentais para transformação destas em indicadores, sendo importante o levantamento de dados tais como:

- a) Fato gerado;

- b) Data, hora e minuto do início e do fim da interrupção;
- c) Numero de unidades consumidoras atingidas pela interrupção.

A interrupção pode ser programada ou não programada. A primeira é antecedida de aviso prévio e tem tempo de duração pré-determinado, sendo executada para realização de serviços tais como manutenção da rede. A segunda refere-se às urgências, pois envolve urgência na execução de serviços ou de falhas nos dispositivos de proteção.

Um cadastro adequado é fundamental na determinação de quantas e quais unidades consumidoras foram atingidas pela interrupção, pois o mapeamento facilita o tratamento das interrupções.

O restabelecimento da energia em ocorrência de uma interrupção está diretamente ligado ao tipo de defeito ocorrido, aos recursos disponíveis para a realização do reparo e à configuração do sistema.

Vale lembrar que em todas as intervenções em instalações elétricas devem ser adotadas medidas preventivas de controle de riscos, de forma a garantir a segurança do operador.

### **1.3.2 Queda de tensão nas redes de distribuição secundária**

O dimensionamento do circuito elétrico de distribuição de baixa tensão é feito verificando a queda de tensão e o limite térmico dos cabos. Não são feitas restrições quanto às perdas técnicas.

De acordo com a NBR 5410/2004, o valor percentual máximo admissível para queda de tensão, em relação ao valor nominal, é de 5%, calculados a partir do ponto de entrega até o ponto de utilização.

O cálculo da queda de tensão nos circuitos secundários de distribuição é realizado utilizando métodos matemáticos, como será visualizado mais adiante neste trabalho. Para possibilitar os cálculos de queda de tensão, as concessionárias estabelecem, em suas normas, critérios relativos à demanda.

## **1.4 Análise econômica de uma rede de distribuição de energia elétrica**

O estudo econômico de uma rede de distribuição determina valores que possibilitam estabelecer comparações entre os diferentes tipos de redes e seus custos.

Os custos totais são determinados admitindo-se a incidência periódica nos seguintes eventos geradores de custo, ao longo da vida útil esperada para as redes:

- a) Necessidade do investimento inicial;
- b) Aplicação de manutenção periódica corretiva e preventiva (custos operacionais);
- c) Lucro cessante.

### **1.4.1 Investimento Inicial**

O investimento inicial leva em consideração os materiais adquiridos, a mão de obra, incluindo serviços de topografia, projeto e execução, e as despesas administrativas.

### **1.4.2 Custo operacional**

O custo operacional pode ser composto de duas parcelas:

- Manutenção preventiva: a fim de manter um fornecimento contínuo de energia elétrica aos clientes, atendendo as legislações vigentes;
- Manutenção corretiva: a fim de restabelecer o sistema em caso de interrupções acidentais.

#### **1.4.2.1 Manutenção preventiva**

A manutenção preventiva é a atuação realizada de forma a reduzir ou evitar falhas ou ainda corrigir os desgastes naturais e previsíveis, seguindo um intervalo de tempo pré-definido, sendo realizada em intervalos regulares de tempo. Pode ser dividida em duas partes:

- a) Manutenção geral dos postes, condutores e equipamentos, principalmente no controle de pontos quentes em conexões, defeitos em chaves, isoladores, entre outros;
- b) Podas de árvores, limpeza e remoção de objetos da rede.

### **1.4.2.2 Manutenção corretiva**

A manutenção corretiva tem como objetivo corrigir ou restaurar as condições de funcionamento de equipamentos, visando eliminar defeitos ou falhas, podendo ser realizada de forma programada ou em caráter de emergência.

A manutenção corretiva programada, por ser de forma planejada, requer menor investimento, sendo mais rápida, mais segura e de maior qualidade. Em contrapartida, a manutenção em caráter de emergência se dá em um fato já ocorrido, sendo este uma falha ou um desempenho menor do que o esperado, e por estes motivos implica alto custo e perda na qualidade.

A manutenção corretiva pode ser avaliada em função do número de interrupções acidentais e do intervalo de tempo necessário para realizar os reparos de forma que o fornecimento de energia elétrica seja restabelecido.

### **1.4.3 Energia não distribuída**

Em caso de interrupções do fornecimento de energia, o setor produtivo depara-se com perdas de processo e decréscimo de suas atividades. Para a concessionária, além da energia não vendida (não fornecida no intervalo da interrupção), contabilizam-se os prejuízos com ressarcimento aos clientes por perdas ou danos em eletrodomésticos ou outros aparelhos em virtudes de uma falha na rede.

Também é importante considerar que, mesmo com o restabelecimento da energia, a concessionária perde faturamento, levando em consideração o tempo necessário para que os consumidores retornem às suas atividades.

## **2. Estudos sobre redes de distribuição subterrânea**

No Brasil, a rede de distribuição aérea convencional ainda é a mais utilizada, apesar do número crescente de falhas ocorrentes na rede. Boa parte dessas falhas não é possível controlar, pois ocorrem devido às tempestades de raios e vendavais.

Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), a previsão é que esses fenômenos climáticos tornem-se ainda mais frequentes e incidentes nos próximos anos.

No estado de São Paulo, o governo chegou a processar a Eletropaulo (distribuidora local) por sucessivas falhas no fornecimento de energia elétrica no início do ano 2011, porém, segundo a empresa, estas foram causadas por fenômenos climáticos.

Segundo estudos da ABRADEE, no ano de 2010 foi registrado um aumento de 19% no índice que mede a ocorrência de faltas de energia elétrica no país, e de 28% no tempo de duração de cada uma delas. Este valor é comparado com os valores obtidos no ano de 2006.

Ainda segundo a ABRADEE, grande parte da rede instalada no Brasil é a mesma de 50 anos atrás, as quais foram projetadas para suportarem ventos de até 80 km/h, e hoje recebem ventos de até 160km/h.

Visando melhoria no fornecimento da energia e substituição da rede atual no Brasil, a ABRADEE em parceria com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), realiza estudos a respeito de tecnologias para implantação de novas redes. Em paralelo, é cada vez maior o interesse em redes subterrâneas por parte das concessionárias locais, pois foi estimado, em pesquisa realizada no ano 2009, que o prejuízo causado por incidências de raios no Brasil foi cerca de 600 milhões de reais.

Alguns estados já demonstram interesse em investir nas redes subterrâneas, conforme se observa nas Figura 21, Figura 22 e Figura 23.





**Figura 21 - Rua Oscar Freire, São Paulo - SP (rede subterrânea)**



**Figura 22 - Gramado - RS (rede subterrânea)**



**Figura 23 - Rua Maciel Pinheiro, Campina Grande - PB (rede subterrânea)**

Estudos realizados no ano de 2010 mostraram que o custo da implantação de redes subterrâneas no Brasil era aproximadamente seis vezes menor do que no ano de 2000. Tal redução de custos ocorreu devido ao aumento da demanda por este tipo de rede.

### 3. Redes de distribuição subterrânea

O sistema de distribuição de energia elétrica por via subterrânea é, sem dúvida, mais complexo do que o sistema aéreo e de custo mais elevado, em contrapartida, apresenta uma série de benefícios, por exemplo:

- a) Redução significativa das interrupções pela diminuição da exposição do circuito aos agentes externos, aumentando assim a confiabilidade do serviço;



Figura 24 - Árvore caiu derrubando os fios de energia elétrica.

- b) Eliminação do circuito aéreo, o que melhora a aparência do sistema, ajuda a preservar árvores, contribuindo para o embelezamento das cidades e conservação do meio ambiente;



Figura 25 - Circuito aéreo e poluição visual



**Figura 26 - Planejamento urbano**

- c) Aumento da qualidade de vida e segurança da população, com redução do risco de acidentes por ruptura de condutores e contatos acidentais;



**Figura 27 - Interferência de postes em vias urbanas**



**Figura 28 - Gravidade dos acidentes com veículos**





**Figura 29 - Homens trabalhando próximos a rede.**

- d) Redução dos custos de manutenção, como podas de árvores e deslocamento de turmas de emergências.



**Figura 30 - Podas de árvores**

## **4. Projeto de rede de distribuição subterrânea**

Para que um projeto de rede subterrânea seja elaborado é preciso definir os dados relativos às cargas e às demandas dos consumidores, além da avaliação dos fatores que o influenciam, tais como:

- Características da rede existente (concepção, circuitos, entre outros);
- Características físicas da área (espaço disponível nas calçadas e instalação dos centros de transformação, ocupação do subsolo, entre outros);
- Características das cargas (demanda, tipo de atendimento e localização);
- Legislação municipal (permissão para instalar ao nível do solo, requisitos para execução da obra, entre outros).

A configuração do projeto básico (elétrico primário, elétrico secundário e civil) deve ser definida considerando cargas previstas para um período de 25 anos e flexibilidade para atender cargas não previstas, sem que haja necessidade da substituição de materiais, prevendo dutos reservas e trechos adicionais estrategicamente localizados.

### **4.1 Dados do projeto**

Segundo a Norma de Distribuição Unificada (NDU) - 018 da ENERGISA – Borborema, o projeto da rede subterrânea deve conter os seguintes dados:

- Memorial descritivo;
- Plantas;
- Detalhes das redes secundárias;
- Detalhes das redes primárias; e
- Apresentação do projeto civil.

### **4.2 Projeto elétrico**

Ainda segundo a NDU – 018, o projeto elétrico deve conter informações, especificações e localização de:

- Redes secundárias;
- Redes primárias;
- Transformadores;
- Quadro de distribuição em pedestal (QDP);
- Proteção contra sobretensões;
- Aterramento; e
- Redes mistas.

### **4.3 Projeto civil**

Um projeto civil deve especificar, localizar e conter informações de:

- Bancos de dutos;
- Caixas de passagem;
- Bases de concreto; e
- Materiais e detalhes construtivos adicionais:
  - Fita de advertência;
  - Hastes de aterramento;
  - Argolas;
  - Embocaduras e gavetas;
  - Dutos reservas; e
  - Conexões.

## **5. Estudo de caso**

### **5.1 Dados do projeto**

O estudo realizado teve como objetivo desenvolver o projeto elétrico de uma rede de distribuição subterrânea, para tal, fez-se um estudo de caso no condomínio Sierra Home Resort, localizado na Av. Manoel Tavares, s/n – Jardim Tavares, situado na cidade de Campina Grande, estado da Paraíba. O condomínio é de propriedade da Construtora Rocha Cavalcante LTDA e trata-se de um condomínio de espaço não edificado para fim residencial e possui 197 lotes de 510m<sup>2</sup> cada.

As plantas de localização do empreendimento no município a que pertence, encontra-se no Anexo A na escala de 1:1000, conforme solicitado na NDU – 018: ENERGISA – Borborema.

A planta do projeto elétrico, contendo de forma detalhada as redes primária e secundária (transformadores, equipamentos, aterramento, detalhes de entrada, bitola dos cabos, diâmetro dos eletrodutos, identificação dos circuitos, entre outros) encontra-se no Anexo B na escala de 1:500.

A planta de iluminação externa, com o detalhamento dos postes, encontra-se no Anexo C na escala de 1:1000.

O Anexo D apresenta o diagrama unifilar do sistema, detalhes do ponto de entrega e o perfil da via principal e da via local.

### **5.2 Projeto elétrico**

#### **5.2.1 Rede secundária**

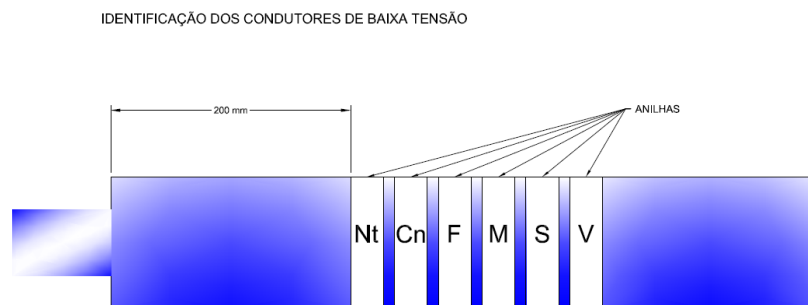
Os circuitos secundários serão trifásicos a quatro fios, com configuração radial e derivados de quadros de distribuição em pedestal (QDP) localizados próximos aos transformadores. Cada circuito secundário completo (3 fases + 1 neutro) deve ser instalado em um único duto e deve ter no máximo 200 metros de comprimento a partir do QDP.



Os cabos serão instalados em dutos de polietileno de alta densidade (PEAD) segundo os casos:

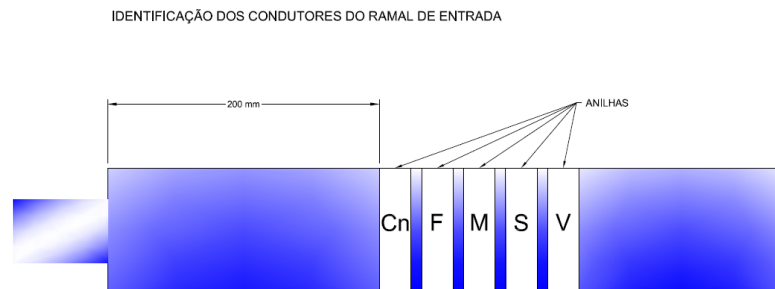
- Envelopados em concreto: na travessia de ruas e locais onde haja circulação de veículos;
- Diretamente enterrados: Praça, calçadas e onde não haja circulação de veículos.

Os condutores dos circuitos secundários subterrâneos possuirão identificação em todos os pontos acessíveis da rede (conexões no transformador em pedestal, entradas e saídas do QDP, caixas de passagens e derivações) conforme Figura 31 e Figura 32.



**Figura 31 - Identificação do condutor de baixa tensão.**

**(Fonte: NDU-018: ENERGISA – Borborema)**



**Figura 32 - Identificação do condutor do ramal de entrada.**

**(Fonte: NDU-018: ENERGISA – Borborema)**

Onde:

Nt é o número do alimentador;

Cn é o número do circuito;

F é a fase correspondente (A, B ou C) ou o neutro (N);

M é o material do condutor, sendo Cu (Cobre) ou Al (Alumínio);

S é a seção do condutor fase; e

V é a tensão em kV.

Como o condomínio possui 197 lotes de 510m<sup>2</sup> cada, podemos verificar na Tabela 1 que a demanda estimada para cada lote será de 15,86kVA, dando um total de 3,12MVA no condomínio.

**Tabela 1 - Demanda estimada de unidade consumidora em condomínios residenciais não edificados.**

Área Terreno (m <sup>2</sup> )	Demanda Estimada (kVA)	Área Terreno (m <sup>2</sup> )	Demanda Estimada (kVA)	Área Terreno (m <sup>2</sup> )	Demanda Estimada (kVA)
até 15	0,62	86 - 90	3,14	241 - 260	8,11
16 - 20	0,82	91 - 95	3,3	260 - 280	8,67
21 - 25	0,99	96 - 100	3,46	281 - 300	9,22
26 - 30	1,17	101 - 110	3,76	301 - 350	10,58
31 - 35	1,34	111 - 120	4,06	351 - 400	11,92
36 - 40	1,52	121 - 130	4,37	401 - 450	13,25
41 - 45	1,68	131 - 140	4,66	451 - 500	14,56
46 - 50	1,86	141 - 150	4,96	501 - 550	15,86
51 - 55	2,02	151 - 160	5,25	551 - 600	17,14
56 - 60	2,18	161 - 170	5,55	601 - 650	18,42
61 - 65	2,35	171 - 180	5,84	651 - 700	19,68
66 - 70	2,51	181 - 190	6,13	701 - 800	22,18
71 - 75	2,67	191 - 200	6,42	801 - 900	24,64
76 - 80	2,82	201 - 220	6,98	901 - 1000	27,09
81 - 85	2,98	221 - 240	7,55		

(Fonte: NDU-018: ENERGISA – Borborema)

Como a tensão no secundário será de 380V, tem-se:

$$N = VI$$

$$15,86kVA = 380V * I$$

$$I = 41,73A$$

Conforme Tabela 07 da NDU-018, como pode-se ver na Tabela 2, os cabos serão unipolares de cobre, sendo as fases com isolamento em EPR ou XLPE, com classe de tensão 0,6/1kV e a seção dos condutores de 50mm<sup>2</sup>, o neutro terá isolamento com cobertura de PVC na cor azul claro.

Tabela 2 - Característica de cabos para rede secundária subterrânea (Cobre XLPE/EPR).

<b>CIRCUITO SECUNDÁRIO DE COBRE</b>	<b>RESISTÊNCIA (ohm/km)</b>	<b>REATÂNCIA INDUTIVA (ohm/km)</b>	<b>CAPACIDADE DE CORRENTE (40° C)</b>
3x1x50(50)	0,3300	0,1100	110
3x1x70(70)	0,3200	0,1000	137
3x1x120(70)	0,1900	0,1000	184
3x1x185(120)	0,1200	0,0940	234
3x1x240(120)	0,0940	0,0980	270

(Fonte: NDU-018: ENERGISA – Borborema)

Para definição dos cabos realizou-se estudo de queda de tensão entre a saída do transformador e a unidade consumidora, cujo valor máximo não excedeu os 5% estabelecidos pela norma. Os cálculos deste estudo serão visualizados mais adiante neste trabalho.

### 5.2.2 Rede primária

O circuito primário subterrâneo será trifásico de configuração radial com recursos a fim de possibilitar transferências de cargas em emergências.

O poste de transição entre o circuito primário aéreo e o subterrâneo estará localizado na parte interna do condomínio e próximo à divisa do terreno com a via pública, sendo a instalação deste de responsabilidade do empreendedor. Detalhes do ponto de entrega estão disponíveis no Anexo D.

Os cabos dos circuitos serão instalados em dutos de polietileno de alta densidade (PEAD) envelopados em concreto, devem ser unipolares, constituídos de condutores de cobre 3x1x50mm<sup>2</sup> com isolamento em XLPE ou EPR, como podem ser vistos na Tabela 3 e devem possuir identificação nos seguintes pontos acessíveis da rede:

- Poste de transição;
- Entrada e saída dos circuitos primários nas caixas de passagens; e
- Conexões de transformadores em pedestal.

Tabela 3 - Dimensionamento da categoria de atendimento (380220V)

POTÊNCIA (kW) DEMANDA (kVA)	CATEGORIA	Nº DE FIOS	Nº DE FASES	POTÊNCIA/DEMANDA	RAMAL DE ENTRADA SUBTERRÂNEO (COBRE) XLPE/EPR 90°C	ATERRAMENTO (COBRE)	HASTE PARA ATERRAMENTO AÇO COBRE	DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO	ELETRODUTO DE PVC CORRUGADO (PEAD) (mm)
POTÊNCIA INSTALADA (kW)	M1	2	1	$0 < P \leq 6,0$	6(6)	6	1H 16X2400	30	50
	M2	2	1	$6,0 < P \leq 11,0$	10(10)	10	1H 16X2400	50	50
	M3	2	1	$11,0 < P \leq 15,4$	16(16)	10	1H 16X2401	70	50
	B1	3	2	$0 < P \leq 17,6$	2#6(6)	6	1H 16X2401	40	50
	B2	3	2	$17,6 < P \leq 22,0$	2#10(10)	10	1H 16X2400	50	50
DEMANDA PROVÁVEL (kVA)	T1	4	3	$0 < D \leq 26,3$	3#25(25)	25	*H 16X2400	40	50
	T2	4	3	$26,3 < D \leq 32,9$	3#25(25)	25	*H 16X2400	50	50
	T3	4	3	$32,9 < D \leq 46,05$	3#25(25)	25	*H 16X2400	70	50
	T4	4	3	$46,05 < D \leq 65,8$	3#50(35)	35	*H 16X2400	100	100
	T5	4	3	$65,8 < D \leq 75$	3#50(35)	35	*H 16X2400	125	100

(Fonte: NDU-018: ENERGISA – Borborema)

Cada circuito primário terá instalado um condutor de proteção constituído de um cabo de cobre nu de seção 35mm<sup>2</sup>, com características visualizadas na Tabela 4, instalado em duto próprio ou no mesmo duto do circuito primário.

Tabela 4 - Parâmetros elétricos - Condutor de cobre - Isolamento 15/25kV.

Seção Nominal (mm <sup>2</sup> )	R <sub>cc</sub> Máxima em CC à 20°C	X <sub>c</sub>	Unipolar												
			S=2D						S=13cm			S=20cm			Trifólio
(mm <sup>2</sup> )	(Ω/km)	(mm <sup>2</sup> )	(Ω/km)	R <sub>ca</sub> (mm <sup>2</sup> )	X <sub>L</sub> (Ω/km)	R <sub>ca</sub> (mm <sup>2</sup> )	X <sub>L</sub> (Ω/km)	R <sub>ca</sub> (mm <sup>2</sup> )	X <sub>L</sub> (Ω/km)	R <sub>ca</sub> (mm <sup>2</sup> )	X <sub>L</sub> (Ω/km)	R <sub>ca</sub> (mm <sup>2</sup> )	X <sub>L</sub> (Ω/km)	R <sub>ca</sub> (mm <sup>2</sup> )	X <sub>L</sub> (Ω/km)
35	0,524	17.743	19.155	0,673	0,247	0,678	0,308	0,682	0,341	0,669	0,177	0,680	0,332		
70	0,268	14.508	15.537	0,348	0,228	0,354	0,284	0,358	0,316	0,344	0,159	0,357	0,307		

(Fonte: NDU-018: ENERGISA – Borborema)

O circuito primário deve passar preferencialmente por calçadas e em vias de circulação de veículos com largura mínima de 4 metros.

## 5.2.3 Transformador

O transformador se localizará em áreas livres, sem nenhuma construção sob o mesmo, tendo via de circulação de veículos de 8 metros, a fim de facilitar a sua

instalação e possível retirada através de caminhão com guindaste. Além disto, existirá um espaço ao lado da base para permitir a circulação de pessoas para inspeções e manutenções.

De acordo com a NDU-018, os transformadores podem ser de 75, 150 ou 300kVA, foi decidido que seriam instalado transformadores de 300kVA sobre bases de concreto e cujas características são apresentadas na Tabela 5.

**Tabela 5 - Características dos transformadores em pedestal.**

CLASSE DE TENSÃO (kV)	POTÊNCIA NOMINAL (kVA)	LIGAÇÕES	TENSÕES									
			PRIMÁRIA (kV)					SECUNDÁRIA (V)				
			ENERGISA MINAS GERAIS	ENERGISA NOVA FRIBURGO	ENERGISA SERGIPE	ENERGISA PARAÍBA	ENERGISA BORBOREMA	ENERGISA MINAS GERAIS	ENERGISA NOVA FRIBURGO	ENERGISA SERGIPE	ENERGISA PARAÍBA	ENERGISA BORBOREMA
25	75	Trifásico Δ - Y (Com neutro aterrado)	22/20,9/19,8					220/127				
	150											
	300											
15	75		11,4/10,8/10,2	11,4/10,8/10,2	13,8/13,2/12,6	13,8/13,2/12,6	13,8/13,2/12,6	220/127	380/220	220/127	380/220	380/220
	150											
	300											

(Fonte: NDU-018: ENERGISA – Borborema)

Pode-se observar no Anexo B que foram projetados cinco transformadores, podendo se verificar os circuitos que sairão deles, assim como, a quantidade de lotes que cada um irá suprir. Tomando como exemplo o transformador 3, por ser o que abastecerá o maior número de lotes (43 lotes), e fazendo uso da Tabela 03, da NDU 018, visualizada na Tabela 6, constata-se que o fator de multiplicação é de 31,33.

**Tabela 6 - Fator de multiplicação para cálculo de demanda por circuito.**

Nº. Lotes	F. Mult.
43	31,33

(Fonte: NDU-018: ENERGISA – Borborema)

Sendo assim, tem-se que

$$Demanda\ total\ (T_3) = 15,86 * 31,33 = 496,9kVA$$

Portanto, o transformador 3 trabalhará com sobrecarga de aproximadamente 60%, fator aceito pela concessionária local.

Os condutores de ligação do transformador em pedestal aos quadros de distribuição em pedestal serão de cobre (XLPE/EPR) 2x(3x185+ (120)), como se pode ver na Tabela 7.

Tabela 7 - Dimensionamento dos condutores do circuito de alimentação do QDP.

POTÊNCIA DO TRANSFORMADOR (kVA)	TENSÃO (V)	CORRENTE NOMINAL (A)	COBRE (XLPE/EPR) 90°C	CONDUTOR DE ATERRAMENTO
75	220/127	197	1x(3x185+(120))	95
	380/220	114	1x(3x70+(70))	70
150	220/127	394	2x(3x185+(120))	2x95
	380/220	228	1x(3x185+(120))	95
300	220/127	787	3x(3x240+(120))	3x120
	380/220	456	2x(3x185+(120))	2x120

(Fonte: NDU-018: ENERGISA – Borborema)

## 5.2.4 Quadro de distribuição em pedestal (QDP)

Os quadros de distribuição em pedestal, visualizados na Figura 33, serão instalados sobre bases de concreto. Estará disponível um QPD para cada transformador em pedestal, o qual terá uma distância inferior a um metro de seu respectivo transformador.

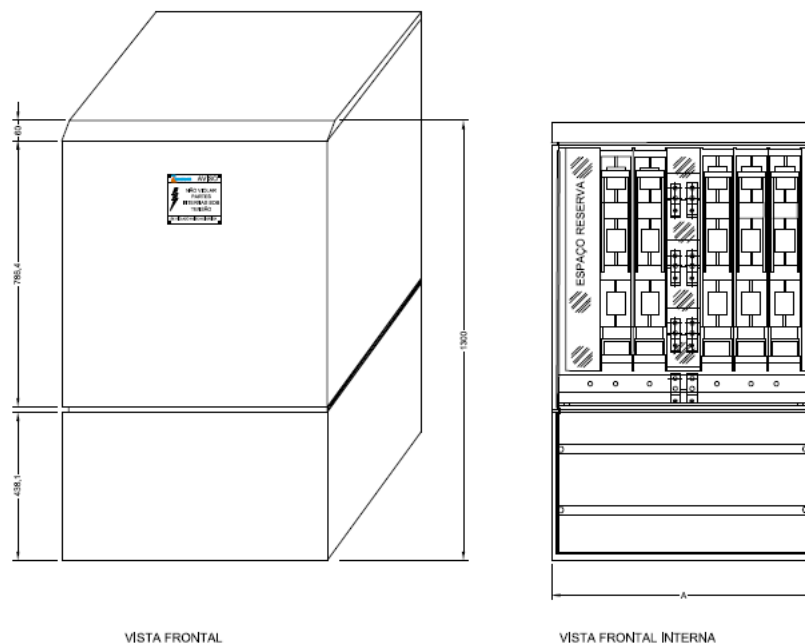


Figura 33 - Quadro de distribuição em pedestal (QDP).

(Fonte: NDU-018: ENERGISA – Borborema)

Em todos os QDP está previsto um espaço reserva para eventual instalação de uma chave de 160A para ser usada em caso de serviços de emergências, além disto, todas as partes metálicas do QDP serão aterradas.

### **5.2.5 Proteção contra sobretensão**

Em circuitos subterrâneos derivados de redes aéreas deverá ser instalado um jogo de pára-raios (um em cada fase) no poste de transição.

### **5.2.6 Aterramento**

Nas redes subterrâneas deverão ser aterrados:

- As blindagens dos cabos primários;
- Terminal de neutro dos transformadores;
- Equipamentos e seus terminais de terra;
- Partes metálicas não energizadas (cercas e carcaça de equipamentos);
- Caixas de passagem.

## **5.3 Cálculos de queda de tensão e perdas no sistema**

A fim de verificar a viabilidade do sistema, foram realizados cálculos de queda de tensão em todo o sistema secundário, utilizando o *software* Excel da *Microsoft Office* para de facilitar os cálculos, fazendo uso das equações que seguem:

$$E = \left( \frac{C}{2} + D \right) x B \quad (1)$$

$$G = \frac{r \cos \phi + x \sin \phi}{V_0} \quad (2)$$

$$H = E \times G \quad (3)$$

Onde:

B: Comprimento do trecho (km);

C: Carga acumulada no trecho (MVA);

D: Carga distribuída no trecho (MVA);

E: Carga total (MVA.km);

G: Queda de tensão unitária (%);

r: resistência do condutor (ohm/km);

x: reatância do condutor (ohm/km);

$\phi$ : ângulo do fator de potência;

$V_0$ : tensão de linha (kV);

H: Queda de tensão no trecho (%).

Para os cálculos considerou-se o fator de potência sendo 0,8, por tratar-se de consumidores residenciais. Os resultados obtidos podem ser visualizados da Tabela 8 a Tabela 12.

**Tabela 8 - Queda de tensão - Transformador 1**

TRANSFORMADOR 1								
Trecho		Carga			Condutor	Queda de Tensão		
		Distribuída	Acumulada	Total		Unitária	Trecho	Total
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	km	MVA	MVA	MVA.km	Cobre	%/MVA/km	%	%
C1/C2/C3	0,0100	0	0,30138	0,0030259	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,69150	0,69150
C1	0,0656	0,04758	0	0,0015611	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,35676	1,04827
C2	0,1236	0,1269	0	0,0078405	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,79181	2,48331
C3	0,1889	0,1269	0	0,0119825	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	2,73839	3,42989
C4	0,1431	0,1269	0	0,0090797	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	2,07500	2,07500
C5/C6	0,0106	0	0,2379	0,0025170	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,57521	0,57521
C5	0,1286	0,111	0	0,0071345	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,63047	2,20568
C6	0,1630	0,1269	0	0,0103424	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	2,36356	2,93877



Tabela 9 - Queda de tensão - Transformador 2

TRANSFORMADOR 2								
Trecho		Carga			Condutor	Queda de Tensão		
		Distribuída	Acumulada	Total		Unitária	Trecho	Total
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	km	MVA	MVA	MVA.km	Cobre	%/MVA/km	%	%
C1/C2	0,0182	0	0,2854	0,005200	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,18836	1,18836
C1	0,1926	0,1427	0	0,013742	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	3,14049	4,32885
C2	0,1577	0,1427	0	0,011252	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	2,57142	3,75978
C3/C4/C5/C6	0,0179	0	0,3807	0,006818	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,55821	1,55821
C3	0,1626	0,0952	0	0,007740	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,76878	3,32699
C4	0,0622	0,0793	0	0,002466	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,56352	2,12173
C5/C6	0,0198	0	0,2062	0,004083	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,93304	2,49125
C5	0,0977	0,0952	0	0,004651	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,06279	3,55404
C6	0,1607	0,111	0	0,008919	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	2,03824	4,52949

Tabela 10 - Queda de tensão - Transformador 3

TRANSFORMADOR 3								
Trecho		Carga			Condutor	Queda de Tensão		
		Distribuída	Acumulada	Total		Unitária	Trecho	Total
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	km	MVA	MVA	MVA.km	Cobre	%/MVA/km	%	%
C1/C2/C3/C4	0,0100	0	0,4441	0,004423	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,01075	1,01075
C1/C2	0,0109	0	0,2537	0,002765	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,63197	1,64271
C1	0,1966	0,1427	0	0,014027	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	3,20571	4,84842
C2	0,1115	0,111	0	0,006188	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,41421	3,05693
C3	0,1096	0,0952	0	0,005217	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,19224	2,20299
C4	0,1332	0,0952	0	0,006340	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,44897	2,45971
C5/C6	0,0132	0	0,2379	0,003140	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,71765	0,71765
C5	0,1123	0,111	0	0,006233	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,42436	2,14201
C6	0,1766	0,1269	0	0,011205	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	2,56076	3,27842

Tabela 11 - Queda de tensão - Transformador 4

TRANSFORMADOR 4								
Trecho		Carga			Condutor	Queda de Tensão		
		Distribuída	Acumulada	Total		Unitária	Trecho	Total
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	km	MVA	MVA	MVA.km	Cobre	%/MVA/km	%	%
C1/C2/C3/C4	0,0086	0	0,3172	0,00273	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,62342	0,62342
C1	0,1360	0,0793	0	0,00539	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,23234	1,85575
C2	0,0775	0,0793	0	0,00307	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,70225	1,32567
C3/C4	0,0108	0	0,1586	0,00171	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,39145	1,01486
C3	0,0754	0,0793	0	0,00299	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,68322	1,69809
C4	0,1385	0,0793	0	0,00549	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,25499	2,26985
C5/C6	0,0102	0	0,2379	0,00243	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,55455	0,55455
C5	0,1105	0,1269	0	0,00701	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,60229	2,15684
C6	0,1838	0,111	0	0,01020	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	2,33123	2,88578

Tabela 12 - Queda de tensão - Transformador 5

TRANSFORMADOR 5								
Trecho		Carga			Condutor	Queda de Tensão		
		Distribuída	Acumulada	Total		Unitária	Trecho	Total
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	km	MVA	MVA	MVA.km	Cobre	%/MVA/km	%	%
C1/C2	0,0103	0	0,1427	0,00147	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,33590	0,33590
C1	0,0635	0,0793	0	0,00252	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,57539	0,91129
C2	0,1301	0,0634	0	0,00412	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,94250	1,27840
C3/C4/C5/C6	0,0098	0	0,4124	0,00404	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,92362	0,92362
C3/C4	0,0116	0	0,222	0,00258	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	0,58852	1,51213
C3	0,1712	0,111	0	0,00950	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	2,17142	3,68355
C4	0,1008	0,111	0	0,00559	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,27850	2,79063
C5	0,1002	0,0952	0	0,00477	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,08999	2,01360
C6	0,1372	0,0952	0	0,00653	#50mm <sup>2</sup>	228,53186	1,49248	2,41609

Pode-se observar que a maior queda de tensão ocorreu no trecho C1 do transformador 3, com o valor de 4,84842%, sendo este valor inferior ao máximo permitido pela concessionária local, portanto, o dimensionamento dos condutores da rede secundária está dentro das normas.

Em seguida, ainda utilizando o *software* Excel, realizaram-se cálculos das perdas nas linhas de distribuição, utilizando as seguintes equações matemáticas:

$$E = B * \left( \frac{C}{2} + D \right)^2 \quad (4)$$

$$G = \frac{r}{V_0^2} \quad (5)$$

$$H = E \times G \quad (6)$$

Onde:

B: Comprimento do trecho (km);

C: Carga acumulada no trecho (MVA);

D: Carga distribuída no trecho (MVA);

E: Carga total (MVA.km);

G: Perdas nas linhas unitária (kW);

r: resistência do condutor (ohm/km);

x: reatância do condutor (ohm/km);

$\phi$ : ângulo do fator de potência;

$V_0$ : tensão de linha (kV);

H: Perdas nas linhas no trecho (kW).

Os valores obtidos podem ser visualizados da Tabela 13 à Tabela 17.

Tabela 13 - Perdas (kW) - Transformador 1

TRANSFORMADOR 1								
Trecho		Carga			Condutor	Perdas		
		Distribuída	Acumulada	Total		Unitária	Trecho	Total
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	km	MVA	MVA	MVA.km	Cobre	kW/MVA/km	kW	kW
C1/C2/C3	0,0100	0	0,30138	0,00091	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	2,08406	2,08406
C1	0,0656	0,04758	0	0,00004	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,08487	2,16893
C2	0,1236	0,1269	0	0,00050	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,13690	3,22096
C3	0,1889	0,1269	0	0,00076	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,73751	3,82156
C4	0,1431	0,1269	0	0,00058	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,31659	1,31659
C5/C6	0,0106	0	0,2379	0,00060	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,36843	1,36843
C5	0,1286	0,111	0	0,00040	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,90491	2,27333
C6	0,1630	0,1269	0	0,00066	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,49968	2,86810

Tabela 14 - Perdas (kW) - Transformador 2

TRANSFORMADOR 2								
Trecho		Carga			Condutor	Perdas		
		Distribuída	Acumulada	Total		Unitária	Trecho	Total
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	km	MVA	MVA	MVA.km	Cobre	kW/MVA/km	kW	kW
C1/C2	0,018	0	0,2854	0,00148	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	3,39159	3,39159
C1	0,193	0,1427	0	0,00098	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	2,24074	5,63233
C2	0,158	0,1427	0	0,00080	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,83471	5,22629
C3/C4/C5/C6	0,018	0	0,3807	0,00260	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	5,93209	5,93209
C3	0,163	0,0952	0	0,00037	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,84194	6,77403
C4	0,062	0,0793	0	0,00010	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,22344	6,15553
C5/C6	0,020	0	0,2062	0,00084	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,92393	7,85602
C5	0,098	0,0952	0	0,00022	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,50589	8,36191
C6	0,161	0,111	0	0,00049	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,13122	8,98725

Tabela 15 - Perdas (kW) - Transformador 3

TRANSFORMADOR 3								
Trecho		Carga			Condutor	Perdas		
		Distribuída	Acumulada	Total		Unitária	Trecho	Total
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	km	MVA	MVA	MVA.km	Cobre	kW/MVA/km	kW	kW
C1/C2/C3/C4	0,010	0	0,4441	0,00196	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	4,48874	4,48874
C1/C2	0,011	0	0,2537	0,00070	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,60330	6,09203
C1	0,197	0,1427	0	0,00100	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	2,28727	8,37931
C2	0,112	0,111	0	0,00034	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,78489	6,87692
C3	0,110	0,0952	0	0,00025	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,56751	5,05624
C4	0,133	0,0952	0	0,00030	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,68971	5,17844
C5/C6	0,013	0	0,2379	0,00075	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,70730	1,70730
C5	0,112	0,111	0	0,00035	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,79052	2,49782
C6	0,177	0,1269	0	0,00071	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,62480	3,33210

Tabela 16 - Perdas (kW) - Transformador 4

TRANSFORMADOR 4								
Trecho		Carga			Condutor	Perdas		
		Distribuída	Acumulada	Total		Unitária	Trecho	Total
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	km	MVA	MVA	MVA.km	Cobre	kW/MVA/km	kW	kW
C1/C2/C3/C4	0,0086	0	0,3172	0,00087	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,97748	1,97748
C1	0,1360	0,0793	0	0,00021	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,48862	2,46610
C2	0,0775	0,0793	0	0,00012	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,27844	2,25592
C3/C4	0,0108	0	0,1586	0,00027	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,62084	2,59831
C3	0,0754	0,0793	0	0,00012	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,27090	2,86921
C4	0,1385	0,0793	0	0,00022	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,49760	3,09592
C5/C6	0,0102	0	0,2379	0,00058	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,31928	1,31928
C5	0,1105	0,1269	0	0,00044	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,01665	2,33593
C6	0,1838	0,111	0	0,00057	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,29383	2,61311

Tabela 17 - Perdas (kW) - Transformador 5

TRANSFORMADOR 5								
Trecho		Carga			Condutor	Perdas		
		Distribuída	Acumulada	Total		Unitária	Trecho	Total
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	km	MVA	MVA	MVA.km	Cobre	kW/MVA/km	kW	kW
C1/C2	0,0103	0	0,1427	0,00021	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,47933	0,47933
C1	0,0635	0,0793	0	0,00010	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,22814	0,70747
C2	0,1301	0,0634	0	0,00013	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,29877	0,77810
C3/C4/C5/C6	0,0098	0	0,4124	0,00167	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	3,80899	3,80899
C3/C4	0,0116	0	0,222	0,00057	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,30650	5,11550
C3	0,1712	0,111	0	0,00053	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	1,20514	6,32063
C4	0,1008	0,111	0	0,00031	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,70957	5,82506
C5	0,1002	0,0952	0	0,00023	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,51883	4,32783
C6	0,1372	0,0952	0	0,00031	#50mm <sup>2</sup>	2285,31856	0,71042	4,51941

Podemos observar que a maior perda ocorreu no trecho C6 do transformador 2, obtendo valor de 8,98725 kW, porém, comparando este valor com o transformador de 300 kVA, vemos que a perda está dentro dos limites aceitáveis.

## Conclusão

O sistema de distribuição subterrâneo é, sem dúvida, na sua concepção, operação e manutenção, mais complexo que o correspondente sistema aéreo, porém, apesar de ser um sistema que requer um investimento inicial bastante elevado se comparado a outros tipos de rede existentes, deve-se levar em consideração a qualidade dos serviços prestados, a segurança e o custo diário requerido por tais redes.

Trata-se de um sistema pouco utilizado no Brasil, porém, a medida que a demanda cresce, o preço tende a diminuir, tornando-se mais acessível. Além disto, vem sendo realizados estudos buscando novas tecnologias a fim de facilitar a implantação destes tipos de rede.

Considerando que a substituição das redes aéreas por subterrâneas traz benefícios para a concessionária local, pela redução das manutenções e aumento do índice de confiabilidade, para o poder público, por aspectos urbanísticos e aumento da segurança para população em geral, e para o consumidor, devido a redução das interrupções e valorização do imóvel, recomenda-se estabelecer uma contribuição à implantação da rede subterrânea pelos três beneficiados, assim como, aplicação de tarifa diferenciada para os consumidores supridos por rede subterrânea.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. **NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Novembro de 1997.

COPEL. **A Copel e a evolução das redes de distribuição**. Companhia Paranaense de Energia. 2010.

CORRÊA, A. P.; BORGES, J. P.; NOGUEIRA, L. R. **Rede de distribuição subterrânea de energia elétrica**. Universidade do Vale Paraíba. 2009.

ENERGISA. **NDU 018 – Critérios básicos de projetos e construções de redes subterrâneas em condomínios**. Norma de Distribuição Unificada. Versão 2.0. Março de 2010.

GOMES, H. J. **Estudos de viabilidade das redes de distribuição secundárias compactas no sistema elétrico da CELG D**. Escola de Engenharia Elétrica e Computação. Universidade Federal de Goiás. 2010.

R7. **País precisa investir R\$ 20 bi na rede de distribuição de energia se quiser evitar apagão, diz Abradee**. R7 Notícias. Publicado em 29 de Agosto de 2011. Disponível em: < <http://noticias.r7.com/sao-paulo/noticias/pais-precisa-investir-r-20-bi-na-rede-de-distribuicao-de-energia-se-quiser-evitar-apagao-diz-abradee-20120819.html>> Acesso em: 06 de Outubro de 2011.

R7. **Árvores provocam 60% dos blecautes em São Paulo, diz Eletropaulo**. R7 Notícias. Publicado em 07 de Abril de 2010. Disponível em < <http://noticias.r7.com/sao-paulo/noticias/arvores-provocam-60-dos-blecautes-em-sao-paulo-diz-eletropaulo-20100407.html>> Acesso em 06 de Outubro de 2011.

SOUZA, B. A. **Distribuição de Energia Elétrica**. Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba. 1997.



## ANEXO A – PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

(Escala 1:1000)

# ANEXO B – PLANTA DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

## SUBTERRÂNEA

(Escala 1:500)

ANEXO C – PLANTA DE ILUMINAÇÃO EXTERNA  
E DETALHE DOS POSTES

(Escala: 1/1000)

## ANEXO D – DIAGRAMA UNIFILAR