

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

ESCOLA DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA

RODRIGO SILVEIRA DOS PASSOS

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**ESTUDO DE CASO DO IMPACTO DA MICROGERAÇÃO NA TENSÃO E NAS
PERDAS DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Porto Alegre

2014

RODRIGO SILVEIRA DOS PASSOS

**ESTUDO DE CASO DO IMPACTO DA MICROGERAÇÃO NA TENSÃO E NAS
PERDAS DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Sérgio Haffner

Porto Alegre

2014

RODRIGO SILVEIRA DOS PASSOS

**ESTUDO DE CASO DO IMPACTO DA MICROGERAÇÃO NA TENSÃO E NAS
PERDAS DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Sérgio Haffner

Aprovado em: ___/___/2014

BANCA EXAMINADORA

Prof. Sérgio Haffner (Doutor) - UFRGS - _____

Prof^a Gládis Bordin (Doutora) - UFRGS - _____

Prof. Flávio Antonio Becon Lemos (Doutor) - UFRGS - _____

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Professor Sérgio Haffner, pelo tempo e paciência destinados na orientação deste projeto.

Aos colegas de curso pelas trocas de experiências, grupos de estudo e momentos de descontração ao longo do curso.

E à minha família, pelo apoio integral aos estudos e, principalmente, à minha mãe, Maria Margarida dos Passos, por ter me dado todo o suporte necessário.

RESUMO

Neste trabalho são apresentadas as definições fundamentais do conceito de Geração Distribuída e Microrredes. Estão descritas as principais fontes de energia utilizadas, apontando os princípios básicos de funcionamento, vantagens e desvantagens de cada uma, e um breve resumo das normas existentes no Brasil sobre a inserção de microfontes nas redes de distribuição. Um estudo de caso, também, é discutido, a partir da análise da inserção de microfontes nas cargas do sistema de distribuição exemplo IEEE 37 nós. Neste sistema de distribuição, que possui cargas fixas no tempo, foram aplicadas duas curvas de carga, uma típica de inverno e outra típica de verão, em cada uma das cargas ao longo de um ano. A partir desse sistema modificado com cargas variáveis no tempo, foram inseridas microfontes do tipo solar e eólica, que utilizam a leitura de dados meteorológicos de um ano típico, em cada uma das cargas. A soma da potência ativa gerada por essas microfontes foi planejada para ser igual a 10%, 20% e 30%, nos seus valores máximos, a da carga consumidora máxima observada neste sistema de distribuição. Por último, são apresentados os resultados referentes às diferenças nos níveis de tensão, demanda, e perdas de potência nas linhas, por meio do cálculo do fluxo de potência desse sistema, com auxílio da ferramenta computacional GridLAB-D, a fim de avaliar a influência da inserção de microgeração (MG) distribuída na rede e a influência das condições meteorológicas no fornecimento de potência por parte das microfontes. Os resultados indicaram que houve uma melhoria nos níveis de tensão, mas a principal vantagem com a inserção de MG é a diminuição das perdas nas linhas da rede de distribuição.

Palavras-Chave: Geração Distribuída, Microrredes, Microfontes, Geração Eólica, Geração Fotovoltaica.

ABSTRACT

In this paper the fundamental definitions of Distributed Generation and Microgrids are presented. Are described the main sources of energy used, showing the basic operating principles, the advantages and the disadvantages of each one. A brief summary of the existing rules in Brazil about connecting Distributed Energy Resources (DER) in the distribution network are also discussed. A case study is also presented, based on the analysis of connecting DER in the IEEE 37 node test feeder. In this distribution system, which loads are constant in time, two load curves were applied, one for winter and one for summer time, in each load of the system. In this modified variable load Distribution System, were inserted DER, of solar and wind types, using a typical meteorological year data, on each of the loads .The sum of the active power generated by these DER's was planned to be equal to 10% , 20% and 30% of the maximum consumer load of this Distribution System. Finally are presented the results about the differences in the voltage levels, demand, and power losses by calculating the system powerflow using GridLAB-D software, in order to evaluate the influence of connecting distributed generation in the system and the influence of meteorological conditions in the power supplied by the DER's. The results indicated an improvement in voltage levels, but the main advantage about inserting DG are the power losses reduction in the distribution feeder.

Keywords: Distributed Generation, Microgrids, DER, Wind Generation, Solar Generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Ilustração de uma microrrede conectada à rede.	17
Figura 2. Microturbina com eixo único.	25
Figura 3. Microturbina com eixo dividido.....	25
Figura 4. Construção básica de uma célula de combustível.	26
Figura 5. Curvas de potência para turbinas de passo fixo (tracejado) e passo variável (contínuo).	30
Figura 6. Turbina de velocidade e passo variável.	31
Figura 7. Ilustração de um conjunto de painéis fotovoltaicos.	32
Figura 8. Método de modelagem do GridLAB-D.	39
Figura 9. Sistema exemplo IEEE37.....	41
Figura 10. Demanda no RS em Janeiro e em Maio de 2009.	43
Figura 11. Curvas de demanda aplicadas aos pontos consumidores.	44
Figura 12. Tensões nos nós entre fases às 14 horas do dia 1° de Junho.....	45
Figura 13. Correntes na saída do regulador ao longo das 24 horas do dia 1° de Junho.	45
Figura 14. Cargas máximas instaladas para cada ponto consumidor.	46
Figura 15. Dados de velocidade de vento, ao longo de um ano, na cidade de Los Angeles. ...	47
Figura 16. Dados de fluxo solar, ao longo de um ano, na cidade de Los Angeles.....	48
Figura 17. Fluxo solar para os dias 1° de Junho e 1° de Janeiro.	50
Figura 18. Curvas de potência dos painéis, e do inversor, para os dias 1° de Junho e 1° de Janeiro.....	50
Figura 19. Curva de potência do gerador eólico utilizado para microgeração.	52
Figura 20. velocidade dos ventos em 1° de Junho e 1° de Janeiro.....	52
Figura 21. Curvas de potência do gerador eólico para os dias 1° de Junho e 1° de Janeiro....	53
Figura 22. Tensões nos nós para 30% de MG em 1° de Junho às 14h.....	55
Figura 23. Tensões no nó 740 entre as fases A e B no dia 1° de Junho.	56
Figura 24. Tensões no nó 740 entre as fases B e C no dia 1° de Junho.	57
Figura 25. Tensões no nó 740 entre as fases C e A no dia 1° de Junho.	57
Figura 26. Tensões no nó 775 para a fase A no dia 1° de Junho.....	58
Figura 27. Tensões no nó 775 para a fase B no dia 1° de Junho.	58
Figura 28. Tensões no nó 775 para a fase C no dia 1° de Junho.	58

LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Erros médios e máximos das tensões entre os dados simulados e os dados do IEEE37.	42
Quadro 2. Dados de demanda (pu) aplicados nas cargas do sistema de distribuição.....	43
Quadro 3. Especificações do inversor CC/CA utilizado na geração fotovoltaica.	49
Quadro 4. Especificação dos painéis solares utilizados na microgeração.	50
Quadro 5. Especificação do gerador eólico.	51
Quadro 6. Dimensionamento das microfontes eólica e solar para os três casos de MG inseridos.....	54
Quadro 7. Comparativo do desempenho das Microfontes.	55
Quadro 8. Diferenças observadas entre as tensões máximas e mínimas.	56
Quadro 9. Demandas e Perdas de potência acumuladas em um ano, para as situações simuladas.	59

LISTA DE SIGLAS

CA/CC	Corrente Alternada/Corrente Contínua
GD	Geração Distribuída
MG	Microgeração
MF	Microfontes
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IEEE37	IEEE 37 nós
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
pu	Por Unidade
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	MOTIVAÇÃO.....	13
1.2	OBJETIVO GERAL.....	13
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	15
2.1	MICRORREDES.....	16
2.1.1	Vantagens técnicas e econômicas das Microrredes.....	18
2.1.2	Desafios e Desvantagens relacionados às Microrredes	18
2.1.3	Considerações Gerais sobre Microrredes	19
2.2	MICROFONTES	20
2.2.1	Sistemas de Calor e Energia Combinados (CHP)	21
2.2.2	Microturbinas	23
2.2.3	Células Combustíveis	25
2.2.4	Sistemas de Conversão de Energia Eólica	28
2.2.5	Sistemas de Geração Fotovoltaicos	31
2.2.6	Geradores Hidroelétricos de Pequena Escala (PCH)	33
2.2.7	Dispositivos de Armazenamento.....	34
3	NORMAS PARA MICROGERAÇÃO NO BRASIL.....	35
3.1	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	36
3.2	EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA	37
4	ESTUDO DE CASO	38
4.1	SOBRE O GRIDLAB-D	38
4.2	MÉTODO DE CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA	40
4.3	SOBRE O IEEE37.....	40
4.4	MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO MODELO ORIGINAL.....	41
4.5	APLICAÇÃO DE CURVA DE DEMANDA AO MODELO ORIGINAL.....	42
4.6	ANÁLISE PARA A INSERÇÃO DE MICROFONTES	46
4.6.1	Dados Meteorológicos.....	47
4.6.2	Microgeração Fotovoltaica.....	48
4.6.3	Microgeração Eólica.....	51

4.6.4	Parcela de Microgeração acrescentada à rede	53
4.7	RESULTADOS	54
4.7.1	Comparação do desempenho das Microfontes entre Inverno e Verão	54
4.7.2	Desempenho do IEEE37 quanto às tensões nos nós	55
4.7.3	Análise quanto à Demanda e às Perdas	59
5	CONCLUSÕES.....	60
	REFERÊNCIAS	62
	APÊNDICE A – Microgeradores aplicados a cada carga	64
	APÊNDICE B – Tensões do IEEE 37 nós obtidas com o GridLAB-D	65
	ANEXO A – Tensões do IEEE 37 nós fornecidas pelo IEEE.....	66
	ANEXO B – Dados do IEEE 37 nós	67

1 INTRODUÇÃO

Um sistema elétrico confiável é fundamental para o bem estar humano e para o desenvolvimento de um país. A energia elétrica move sistemas de tratamento d'água, de saneamento básico, de cuidados com a saúde, iluminação, climatização, fabricação de alimentos, transportes e telecomunicações. Ou seja, todos os serviços essenciais da vida moderna. Por isso é alarmante o fato de que hoje bilhões de pessoas não tem acesso a esses serviços essenciais. Atualmente, aproximadamente 1,3 bilhões de pessoas não tem acesso à energia elétrica e mais de 2,6 bilhões de pessoas dependem dos métodos tradicionais de uso de biomassa para cozinhar seus alimentos (WWDR, 2014). No âmbito nacional, o sistema elétrico opera próximo ao seu limite, principalmente quando ocorrem as secas, uma vez que nosso sistema elétrico é majoritariamente hidroelétrico. Os investimentos em geração não têm o mesmo ritmo de crescimento da demanda, e a cada verão observa-se o sistema operar perto seu limite (ABRACEEL, 2014).

A geração distribuída, que é a inserção na rede elétrica de fontes geradoras pontuais, se apresenta como uma alternativa para aliviar a sobrecarga na qual os sistemas de distribuição e, conseqüentemente, os sistemas de transmissão encontram-se continuamente expostos. Assim como uma possível solução de geração auxiliar de energia para os locais remotos e sem redundância de linhas de transmissão (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

Nesse contexto, este trabalho propõe um estudo sobre geração distribuída, a descrição de seus componentes fundamentais e um estudo de caso utilizando o sistema exemplo IEEE 37 nós para análise dos efeitos elétricos que a inserção gradual de geração distribuída tem sobre o sistema de distribuição. Para modelagem do sistema de distribuição é utilizada a ferramenta computacional GridLAB-D que permite realizar cálculos de fluxo de potência e de simular geradores de fontes de energia eólica e solar, utilizando leitura de dados meteorológicos para obtenção dos dados de vento e fluxo solar, por exemplo.

1.1 MOTIVAÇÃO

Em um cenário em que o crescimento da demanda supera o crescimento de oferta de energia faz-se necessário o desenvolvimento de novas tecnologias que permitam tornar mais robusto o sistema elétrico brasileiro. Os esforços para diversificar a matriz energética são constantes e mesmo assim, no contexto atual, insuficientes. A projeção do crescimento do consumo de energia elétrica segundo o plano decenal de expansão de energia é de 4,8% para o período de 2013-2022, enquanto as projeções de crescimento de geração para o mesmo período não são suficientes. Os riscos de déficit de potência aumentam a partir de 2017, principalmente na região sul que tem caráter importador de potência (EPE, 2013). Nesse cenário, a geração distribuída entra como um meio importante para construir um sistema elétrico com mais alternativas e, portanto, mais confiável.

À medida que se progride para soluções mais inteligentes de distribuição e produção de energia, faz-se necessário o desenvolvimento de ferramentas para análise dessas novas infraestruturas de provimento de energia. Dessa forma, desenvolver um estudo sobre o tema e simular um sistema exemplo através de uma ferramenta computacional de código livre, com recursos de inserção de diferentes fontes de geração de energia, com curvas de carga e geração individualizadas, configura-se em um ótimo instrumento de pesquisa.

1.2 OBJETIVO GERAL

Este trabalho objetiva introduzir um estudo das principais definições envolvidas no conceito de geração distribuída, seus principais componentes, vantagens, desvantagens, e as normas reguladoras para inserção de Geração Distribuída no Brasil. É realizado também um estudo de caso utilizando um sistema de distribuição modificado em suas características originais, com auxílio de um recurso computacional, inserindo cargas variáveis no tempo utilizando uma curva de demanda para o período de inverno e outra para o período de verão. Também, a este sistema foram inseridas gradualmente fontes de energia solar e eólica, as quais utilizam dados meteorológicos para a obtenção do fluxo solar e da velocidade dos ventos, respectivamente, a fim de avaliar a dependência destes meios de geração às fontes naturais de energia. Ainda, por meio do cálculo do fluxo de potência, são adquiridas as

tensões nos nós, as variações da potência demandada da subestação e das perdas do sistema de distribuição para cada situação, a fim de avaliar as mudanças devido à inserção de geração distribuída.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto por cinco capítulos, incluindo este introdutório.

O Capítulo 2 trata dois conceitos básicos de geração distribuída, microgeração e os tipos de microgeradores mais utilizados.

No Capítulo 3 são descritos, de forma resumida, as normas vigentes para inserção de microgeração no Brasil.

No Capítulo 4 é realizado um estudo de caso, utilizando o sistema exemplo IEEE 37 nós (IEEE37), modificado, com cargas variantes no tempo, e a análise das suas características das tensões nos nós, com e sem MG, a fim de avaliar as alterações nos resultados de fluxo de potência.

No Capítulo 5 está a conclusão, em que são comentados os resultados obtidos no Capítulo 4.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Geração distribuída (GD) é uma forma de geração local de energia, próxima ao consumidor final, no nível de baixa ou média tensão, com o uso de fontes de energia não convencionais como gás natural, biogás, eólica e células fotovoltaicas, para citar alguns exemplos, os quais são chamados de fontes de energia distribuída ou microfontes (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009). O termo ‘Geração Distribuída’ tem sido usado para distinguir este conceito de geração da convencional forma de geração centralizada. As definições para GD podem variar segundo as características de legislação de cada país, principalmente quanto aos níveis das tensões dos geradores e suas respectivas potências. Porém, o impacto da GD nos sistemas de potência é normalmente o mesmo, independente dessas pequenas diferenças. De acordo com vários estudos, alguns dos atributos comuns para GD são:

- Não possuem um controle de despacho pelo órgão controlador;
- São normalmente de potências menores que 50MW, no Brasil, menores que 30MW;
- Os geradores são usualmente conectados aos sistemas de distribuição, que podem ter níveis de baixa à média tensão.

Dos principais motivos para a implantação de GD está o caráter modular e de pequenas potências de suas fontes de energia. Isto possibilita que essas fontes estejam próximas dos pontos consumidores, reduzindo as perdas de transmissão e de distribuição. Outra vantagem é o aumento da confiabilidade do sistema.

As redes de distribuição estão em um momento de transição entre sistemas passivos, com fluxo unidirecional de potência, para sistemas ativos, com fluxo bidirecional de potência. Sistemas de distribuição são passivos quando uma única fonte de energia é fornecida pelo gerador de grande porte do sistema, e se tornam ativos quando pequenas fontes de energia são adicionadas. Para tornar possível essa transformação dos sistemas de distribuição em sistemas ativos, é necessário o desenvolvimento de formas de geração de energia de caráter modular e renováveis, assim como a introdução de formas de controle do fluxo de potência bidirecional ao qual o sistema será submetido.

Muitos fatores levam a evolução dos sistemas distribuídos de geração, dentre eles a crescente expectativa dos consumidores por suprimento de energia confiável, ou seja, sem

interrupções e de alta qualidade. O desejo de tornar as fontes de energia mais ecologicamente corretas, com o comprometimento de redução das emissões de carbono na atmosfera, e a troca das velhas e ineficientes plantas de geração de energia por plantas mais eficientes (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

2.1 MICRORREDES

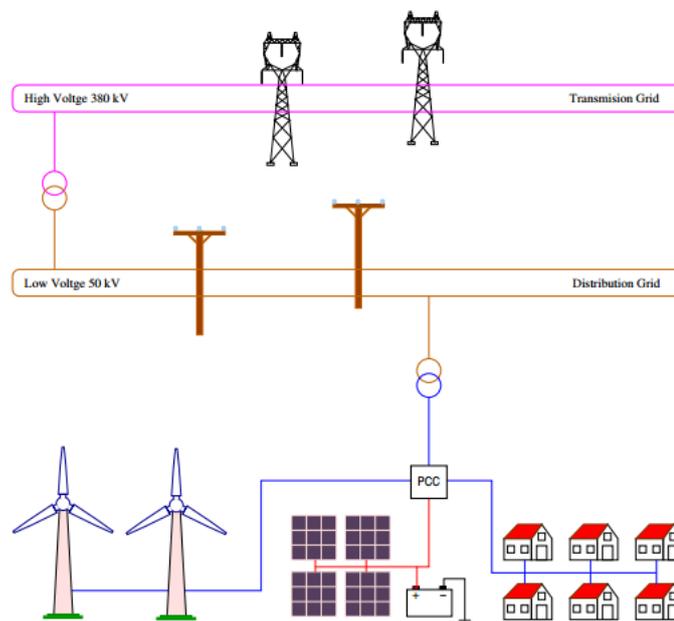
Microrredes são sistemas de distribuição em pequena escala, que fornecem energia em baixa ou média tensão, para pequenos aglomerados de pequenas cargas, como: áreas suburbanas, universidades, áreas industriais, etc. As microfones em uma microrrede são geralmente de fontes renováveis como solar, eólica, ou de fontes de energia não convencionais como, células combustíveis. Do ponto de vista operacional, as microrredes devem ser equipadas com interfaces de eletrônica de potência, a fim de assegurar a flexibilidade e a operação do sistema interligado com as especificações exigidas de qualidade de potência da rede. As características técnicas das microrredes as fazem convenientes para suprir energia em áreas remotas que sofrem com frequentes interrupções devido às condições climáticas severas, e por sobrecarga do sistema (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

Do ponto de vista da rede de distribuição principal, uma vantagem das microrredes é que elas podem ser tratadas como cargas controladas dentro do sistema, e ser operadas como uma carga única agregada. Isto assegura sua fácil controlabilidade e conformidade com as exigências de confiabilidade e qualidade de um sistema elétrico. Do ponto de vista do consumidor, as microrredes são uma garantia a mais de fornecimento ininterrupto de energia. Do ponto de vista ambiental, microrredes reduzem as emissões de poluentes por utilizarem, principalmente, fontes de energia renováveis. A Figura 1 traz um exemplo de uma microrrede conectada à rede de distribuição, utilizando fontes eólica e solar. O PCC (*Point of Common Coupling*) é o ponto de conexão com a rede de distribuição. Uma microrrede pode operar conectada ou desconectada da rede de distribuição. São quatro os componentes principais que controlam esses dois modos de operação: Controlador da Microfonte (*Microgrid Controller* (MC)), Controlador da Carga (*Load Controller* (LC)), Controlador Central (*Microgrid Controller* (MGCC)) e o Controlador de Distribuição (*Distribution Management System* (DMS)).

O MC é um controlador de nível local, responsável pelo controle de cada microfonte. Está vinculado, na maioria dos casos, aos sistemas eletrônicos de potência que utilizam sinais locais de tensão e frequência para controlar a conexão das microfuentes à rede.

O LC é instalado junto às cargas controláveis, com o objetivo de propiciar um controle da carga de acordo com os comandos enviados pelo MGCC, obedecendo a uma política de gerenciamento de demanda, ou para fins de esquemas de corte de carga.

Figura 1. Ilustração de uma microrrede conectada à rede.



Fonte: E. Kremers, P. Viejo, O. Barambones, J. Gonzales (2010).

O MGCC é responsável pela otimização da operação da microrrede em termos econômicos. Esse controlador utiliza sinais de preço dos mercados de energia e, possivelmente, pedidos do DMS para determinar a quantidade de energia a ser importada da rede principal, ou quanto exportar para a rede principal, otimizando a geração das microfuentes.

O DMS é o nível mais alto da hierarquia de controle, podendo estar interligado com mais de um MGCC. Os DMS devem ser capazes de estabelecer uma comunicação adequada com os MGCC assim como permitir uma operação autônoma de cada microrrede (RESE, 2012).

2.1.1 Vantagens técnicas e econômicas das Microrredes

O desenvolvimento das microrredes é promissor pelos seguintes fatores:

1. Redução das emissões de gases e particulados devido ao uso de fontes renováveis de energia. Embora, seja necessário comentar que as novas tecnologias de captura de carbono das usinas termelétricas, vem reduzindo drasticamente os impactos ambientais;
2. A proximidade dos consumidores com as microfontes pode conscientiza-los sobre o uso responsável da energia elétrica;
3. A redução da distância física entre microfontes e carga reduz a queda de tensão da rede, com a diminuição de reativos, redução das sobrecargas de transmissão, distribuição, e redução das perdas de potência;
4. Melhora na qualidade da potência fornecida, considerando a correção de harmônicos, e na confiabilidade do sistema devido à descentralização das fontes, melhor relação entre energia gerada e energia consumida, redução dos impactos das longas transmissões e de suas falhas, e a minimização dos períodos de falta com a reenergização mais rápida que as microfontes podem oferecer;
5. Em termos de mercado de energia, o desenvolvimento das microrredes irá reduzir as imposições que algumas empresas de energia praticam, uma vez que as microrredes exercerão um papel de sistemas auxiliares de fornecimento de energia. A disseminação de microfontes modulares irá contribuir para a redução nos custos de energia. O balanço econômico apropriado entre investimentos na rede e na utilização de GD pode vir a reduzir em longo prazo os preços finais para os consumidores (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

2.1.2 Desafios e Desvantagens relacionados às Microrredes

1. Os altos custos das microfontes é um grande empecilho para a implantação dessa tecnologia. Incentivos fiscais dados pelos órgãos governamentais, ao menos no início, poderiam dar um impulso na indústria para o barateamento de painéis solares e microgeradores eólicos, por exemplo;

2. Ainda existem dificuldades técnicas quanto aos sistemas de comunicação e controle, que necessitam de extensa pesquisa para o correto funcionamento sincronizado de um grande número de microfones. Uma infraestrutura específica de telecomunicações e de protocolos de comunicações, precisam ser implantadas.
3. A falta de padrão de operação e de processos de proteção e segurança. Padrões como o G59/1(ENA, 2011) e IEEE 1547 (IEEE-SA, 2014) deveriam ser revistos para dar subsídios para as microrredes e os sistemas de GD;
4. Existem barreiras legais, visto que na maioria dos países não há padrões regulatórios para a operação das microrredes;
5. Atualmente as potências geradas pelas microfones são relativamente pequenas, em relação à potência fornecida pela rede de distribuição principal, implicando que as microrredes tenham pouca influência na estabilidade do sistema. Entretanto, no futuro, quando as microfones constituírem numa porção maior da geração, a sua influência na estabilidade do sistema será maior. Por isso é importante que as interações dinâmicas entre as redes sejam bem planejadas e controladas, para que o sistema seja estável (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

2.1.3 Considerações Gerais sobre Microrredes

As conexões tradicionais de microfones com as redes de distribuição sem um controle adicional de qualidade da energia gerada, apresentam impactos consideráveis nas redes de distribuição. Por outro lado, a integração das microfones em microrredes, dotadas de controladores inteligentes, é um sistema mais suscetível ao suprimento da demanda mesmo com alterações não previstas, tornando o sistema mais resiliente. As microrredes podem operar independentemente como sistemas de distribuição autônomos ou em sincronismo com a rede principal. Elas são normalmente conectadas à rede de distribuição principal, e no caso de ocorrências de instabilidades, podem desconectar-se para assegurar o suprimento ininterrupto, ou pelo menos mais prolongado, aos consumidores.

Tecnicamente uma microrrede é um grupo autônomo de microfones controláveis e dispositivos de armazenamento de energia que são otimizada e instalados para o benefício dos consumidores. Os dispositivos de armazenamento são incorporados pelo lado

do gerenciamento de demanda para oferecer um uso flexível das microfones com o gerenciamento de controladores de potência. Esses controladores de potência são úteis no controle do balanço de energia e da qualidade de potência pela execução do controle local das microfones e dos dispositivos de armazenamento. Ainda são capazes de executar suas tarefas de gerenciamento sem comunicação com o controlador central da microrrede, e facilitam a conexão e a desconexão de novos equipamentos, sem a necessidade de reconfiguração dos mesmos.

Uma característica significativa das microrredes é serem vistas pelo sistema de distribuição principal como um ponto singular controlado, com cargas e geração local. Interfaces de eletrônica de potência fornecem um adequado controle para a operação entre microfones e o sistema de distribuição principal. Microrredes reduzem a sobrecarga nos sistemas de transmissão, diminuindo as necessidades em investimentos e com respostas mais rápidas aos aumentos de demanda, com a manutenção da qualidade da energia fornecida.

Microrredes são redes ativas de distribuição em baixa e média tensão, que podem beneficiar a rede principal de distribuição com o aumento da eficiência de operação, contribuindo para a confiabilidade do sistema. Entretanto, o grande número de questões regulatórias de controle que envolve o correto funcionamento entre microrredes com a rede de distribuição principal, precisam ser tratados convenientemente, demandando pesquisas e intervenção dos setores públicos responsáveis (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

2.2 MICROFONTES

Um dos objetivos principais das microrredes é de combinar fontes de energia não convencionais ou renováveis de baixa emissão de carbono em sistemas de geração de alta eficiência. Um exemplo são os sistemas combinados de calor e potência (CHP na sigla em inglês) que aproveitam o calor que normalmente seria desperdiçado para aplicações secundárias, e os painéis fotovoltaicos que utilizam energia solar para a geração de potência elétrica. A escolha sobre qual microfonte utilizar depende dos recursos naturais disponíveis. Aplicações que utilizam biocombustíveis, dispositivos de armazenamento utilizando volantes de inércia, e ultracapacitores, estão sendo pesquisados (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009). Segue neste capítulo uma breve descrição das microfones

utilizadas para geração distribuída tais como: Sistemas de Calor e Energia Combinados (CHP), Microturbinas, Células de Combustível, Geradores Eólicos, Geradores Fotovoltaicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Dispositivos de Armazenamento. É dada uma ênfase maior aos sistemas por geradores eólicos e solares por estas serem as microfuentes utilizadas no estudo de caso do Capítulo 4.

2.2.1 Sistemas de Calor e Energia Combinados (CHP)

Os sistemas CHP utilizam o calor da queima de produtos, localmente, para processos industriais ou domésticos de geração de energia térmica ou elétrica. O calor produzido em temperaturas moderadas (100-180°C) também pode ser utilizado para resfriamento de água, por exemplo, através de resfriadores (*chillers*) de absorção. Existe também a geração simultânea de eletricidade, calor e frio que é conhecida como trigeração ou poligeração.

Em sistemas industriais de maior porte, a eletricidade é gerada como produto primário, enquanto o calor é o produto secundário da conversão. Os sistemas menores, Micro CHP, têm aplicação primordialmente residencial, onde o produto principal é o aquecimento, aproveitando-se, principalmente, da proximidade da carga, o que garante boa eficiência.

A vantagem dos CHP é a alta eficiência energética, de até 90%, pela utilização seletiva do calor, principalmente quando utilizado próximo à carga, pois o transporte de calor por tubos com isolamento térmica é altamente ineficiente. Os sistemas CHP são geralmente utilizados em hospitais, refinarias de petróleo, e na indústria de celulose, por exemplo. Nas aplicações em que são usados, os sistemas CHP tem levado a uma redução de 35% da energia primária utilizada, comparando aos meios tradicionais como *boilers*, e em mais de 30% de redução nas emissões comparando com plantas de queima de carvão, e 10% de redução comparando com plantas de ciclo combinado de gás (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

Os Micro CHP são basicamente microturbinas acopladas a um único eixo, com altas rotações (50.000rpm a 100.000rpm), são máquinas síncronas de ímã permanente com pás, ou rolamentos magnéticos, equipadas com interfaces de potência para conexão nas cargas, e sistema de recuperação de aquecimento, para média e baixa extração de calor. São equipamentos robustos, relativamente baratos, e são comercializados em potências de 10kW a

mais de 100kW de capacidade de geração. O combustível pode ser gás natural, propano ou combustível líquido, que permite baixo particulado e uma combustão limpa.

No seu funcionamento, a pressão e a temperatura do ar de admissão são elevados após passar pelo compressor centrífugo e pelos trocadores de calor, respectivamente. Na câmara de combustão o ar quente em alta pressão é misturado com o combustível, ocorrendo à queima. Os gases de combustão em alta temperatura são expandidos na turbina para produzir a potência mecânica transmitida ao eixo que gira os rolamentos magnéticos da máquina síncrona, produzindo potência elétrica em alta frequência. Um retificador é usado para fazer a conversão da tensão CA em alta frequência em tensão CC, esta então é convertida novamente em tensão CA à frequência da rede, utilizando um inversor CC/CA. Os sistemas Micro CHP são baseados em duas tecnologias, motores de combustão interna e em motores de ciclo fechado.

Nos motores de combustão interna, o combustível é queimado e misturado com ar numa câmara de combustão. A combustão da mistura cria gases em altas pressões e temperaturas, que expandem e movem partes mecânicas como pistões e rotores. Diferentes dos motores à combustão externa, que utilizam a combustão para aquecer um fluido em separado que então age no acionamento de partes móveis. Os combustíveis utilizados são: gasolina, diesel, gás petrolífero, gás propano, gás natural, biogases e o biodiesel que também tem sido usado. Dependendo do tipo de combustível os motores de combustão interna podem funcionar com ignição por faísca ou ignição por combustão. Motores de combustão interna ainda compreendem os de combustão intermitente, como o Motor de Wankel e o Motor de Bourke e os motores de combustão contínua, como as turbinas de jatos e as turbinas a gás, por exemplo.

Os motores a calor de ciclo fechado são motores com pistão, nos quais o gás de trabalho fica permanentemente contido no cilindro. São tradicionalmente classificados como motores de combustão externa, apesar do calor poder ser fornecido por fontes não combustíveis como solar, geotérmica e nuclear. Usam fontes externas de calor e dissipadores, onde cada um é mantido numa faixa de temperatura limitada, possuindo uma considerável diferença de temperatura entre eles. Utilizam ar, hélio, hidrogênio e gás como fluidos de trabalho, que são mantidos em quantidades fixas, pois o motor é totalmente selado em operação normal. Assim, ao contrário de outros motores a pistão, os motores de ciclo fechado não requerem válvulas para controlar os gases de admissão e exaustão.

Existem quatro processos principais (i) resfriamento, (ii) compressão, (iii) aquecimento e (iv) expansão, realizada pelo fluido de trabalho através dos trocadores de calor de ar frio e de ar quente. O trocador de calor de ar quente é mantido em contato térmico com a fonte de calor externa, como um queimador de combustível, enquanto o trocador de calor de ar frio é mantido em contato térmico com o dissipador de calor externo, como radiadores. A mudança na temperatura causa uma mudança na pressão do ar, e o movimento do pistão faz com que o gás, alternadamente, comprima e expanda. Quando o gás é aquecido, ele expande na câmara selada, e age impulsionando o pistão gerando potência mecânica. Quando o gás é resfriado, sua pressão cai, e então o pistão realiza menos trabalho para comprimir o gás no impulso de retorno, esta diferença nos trabalhos realizados é que gera a potência de saída.

Motores de ciclo fechado são uma solução econômica em aplicações de sistemas CHP que utilizam uma fonte de energia primária de calor e uma aplicação secundária que envolva também o fornecimento de calor. Para tais aplicações, os motores de ciclo fechado utilizam a temperatura diferencial entre a fonte de calor que fornece a potência ao aquecedor do motor, e a aplicação secundária, que recebe o calor excedente do motor, tornando o processo eficiente em até 80%. São mais confiáveis e necessitam de menos manutenção do que os motores a combustão interna, porém, são de tamanhos maiores e mais caros. Por estes motivos, a sua aplicação depende de uma criteriosa análise do processo, a fim de obter os melhores resultados. Os motores de ciclo fechado tem tido aplicações como bombeamento d'água e geração de eletricidade por fontes de energia que são incompatíveis com os motores de combustão interna, como energia solar, resíduos de agricultura e domésticos (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

2.2.2 Microturbinas

Largamente utilizadas em sistemas de GD, as microturbinas são turbinas a gás de pequeno tamanho e ciclo simples, com potências que variam de 25 a 300kW. Apresentam baixas emissões de gases NO_x e a utilização de peças cerâmicas para as sessões quentes estão entre as técnicas de melhora de desempenho. São disponíveis em eixo único, que consiste numa máquina síncrona de alta frequência com rotações que variam de 50.000 a 120.000 rpm e em eixo dividido, com rotação de 3.000 rpm, usando um gerador convencional conectado através de uma caixa de engrenagens para multiplicação da velocidade. Ao contrário dos

geradores reservas tradicionais, as microturbinas podem operar por longos períodos com pouca manutenção. As suas principais características são:

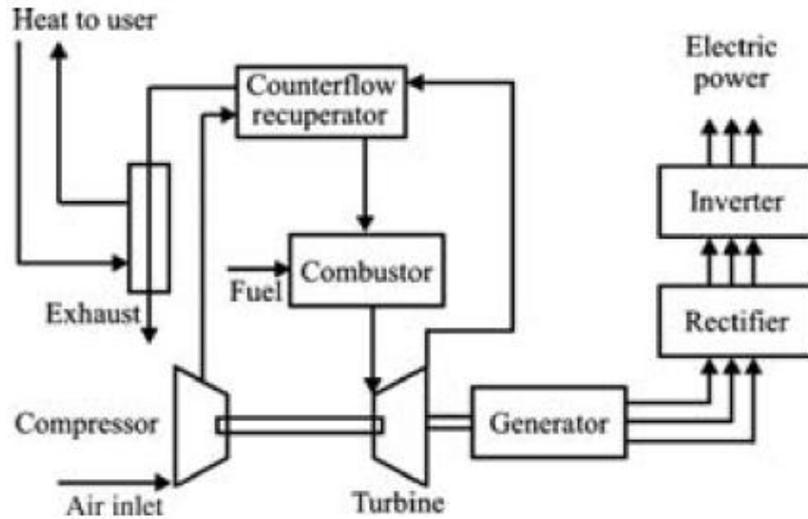
- Tamanho pequeno comparando a outras microfontes;
- Eficiência de 25-30% na conversão combustível-eletricidade, e se o calor excedente for aproveitado para sistemas CHP, os níveis de eficiência podem chegar a 80%;
- Baixas emissões de NO_x, como por exemplo 7ppm para máquinas a gás natural;
- Vida útil com 11.000 horas entre revisões, e vida útil total de 45.000 horas;
- Outras características estão na economia de operação, flexibilidade de combustíveis, baixos níveis de ruído e fácil instalação.

A seguir estão listadas as principais partes de uma microturbina e suas funções:

- **Turbina** – são de dois tipos, de alta velocidade e eixo único e de eixo separado;
- **Alternador** – nas unidades de eixo único, o alternador é acoplado diretamente na turbina. O rotor pode ser tanto de dois polos como de quatro polos e o estator é da forma convencional de gaiola de esquilo. Nas unidades de eixo dividido, uma máquina síncrona ou de indução é acoplada à caixa de engrenagens;
- **Eletrônica de Potência** – Nas máquinas com eixo único a alta frequência (1500 – 4000Hz) CA gerada pelo alternador é convertida para a frequência da rede através das interfaces eletrônicas de potência. Nas máquinas de eixo dividido esta transformação é controlada pelas caixas de engrenagens;
- **Recuperador** – o recuperador coleta o calor dos gases de exaustão e envia para o ar de escape antes de este entrar no combustor, reduzindo a quantidade de combustível necessária para elevar a sua temperatura. O processo de construção dos recuperadores é um tanto complicado, uma vez que eles trabalham em altas pressões;
- **Controle e Comunicação** – consistem nos mecanismos de controle da turbina, interface do inversor, eletrônica de *start up*, condicionamento de sinal e instrumentação (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

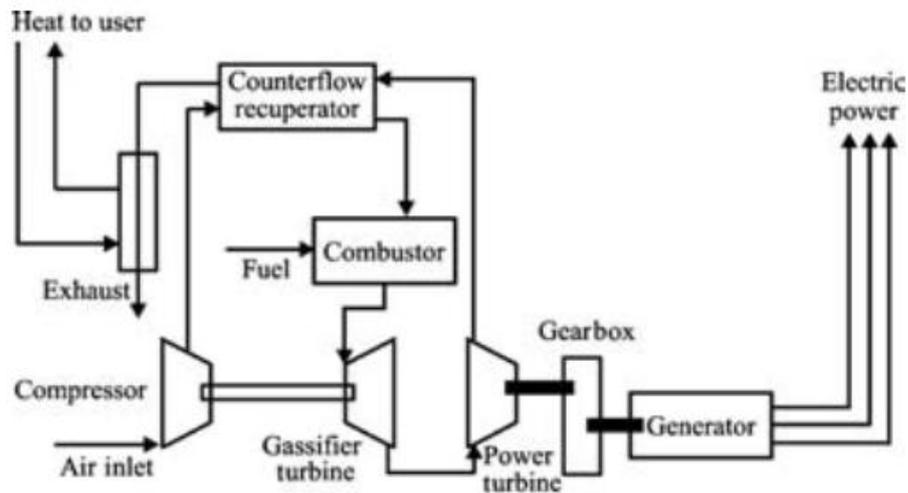
Na Figura 2 e na Figura 3, seguem ilustrações da Microturbina de eixo único e da Microturbina de eixo dividido, respectivamente.

Figura 2. Microturbina com eixo único.



Fonte: S. Chowdhury (2009).

Figura 3. Microturbina com eixo dividido.



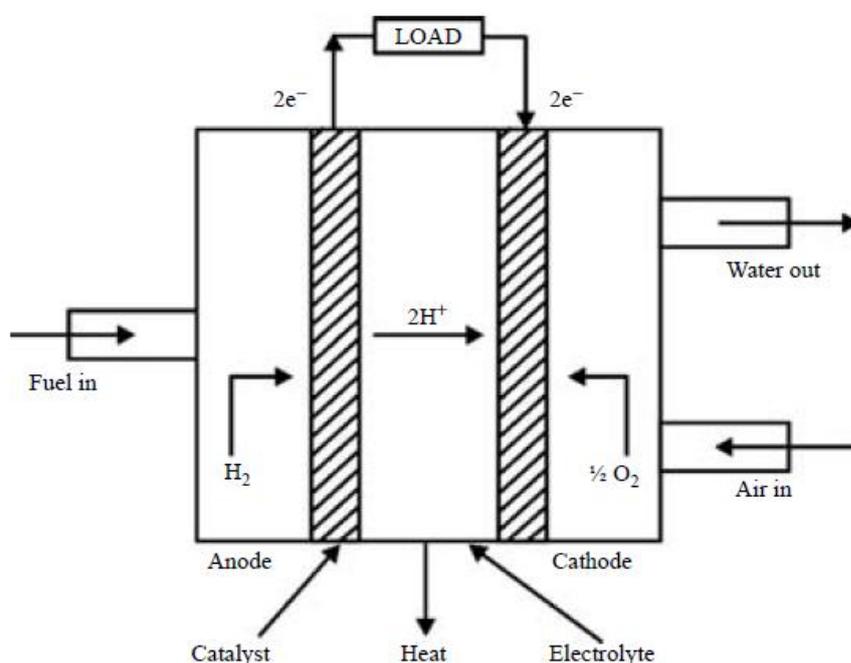
Fonte: S. Chowdhury (2009).

2.2.3 Células Combustíveis

As células combustíveis convertem diretamente a energia química de combustíveis em energia elétrica. Consistem em dois eletrodos, um anodo e um catodo, e um eletrólito, acondicionados em uma base. A operação é similar à das baterias, exceto pelo fato de que os

reagentes não são mantidos, e sim continuamente injetados na célula. Durante a operação, o hidrogênio enriquecido e o oxidante, normalmente ar, são injetados separadamente aos eletrodos. O combustível é injetado ao anodo e o oxidante ao catodo, e então os dois são separados por um sistema eletrodo-eletrólito, a oxidação eletroquímica e a redução acontecem nos eletrodos para gerar a eletricidade, calor e água são também produzidos como subprodutos. A Figura 4 mostra a construção básica de uma célula de combustível.

Figura 4. Construção básica de uma célula de combustível.



Fonte: S. Chowdhury (2009).

Das principais vantagens das células de combustíveis, estão os baixos níveis de ruído e necessidade de pouca manutenção, uma vez que não possuem partes móveis. Outra característica que impulsiona a implantação desta tecnologia é a variedade de combustíveis utilizados, entre eles: gás natural, gás propano, diesel, nafta, metanol e hidrogênio. A eficiência elétrica varia entre 35% e 60%, dependendo da configuração e tipo de combustível utilizado. Com a utilização de um sistema de aproveitamento de calor, os níveis de eficiência podem alcançar 80%.

Pesquisas estão em desenvolvimento na reformulação das células, no tocante as reações químicas envolvidas, à vulnerabilidade quanto às impurezas presentes nos combustíveis, e aos compostos químicos gerados nas reações que reduzem a vida útil das

mesmas, por exemplo. Os tipos de células combustíveis atualmente utilizadas são: membrana de carbono, ácido fosfórico, carbono fundido e a de óxido sólido.

Na Célula Combustível de Membrana de Próton (CCMP), o eletrólito é constituído de uma membrana polimérica, instalada entre dois eletrodos de catalisadores de platina. Para obter condutividade iônica suficiente, o polímero condutivo de próton requer água, demandando manter a temperatura abaixo dos 100°C. Esta característica permite que a CCMP atinja o estado de operação permanente muito rápido. Como nesse processo não há o aproveitamento de calor da reação química, por esta ser muito baixa, a eficiência total é de 42%, a mais baixa entre as células combustíveis. As CCMP tem tido aplicações em veículos de pequeno e médio porte, gerando de 50kW a 200kW, em geração de energia residencial, 2kW a 10kW, e no fornecimento comercial de potência 250kW a 500kW.

Na Célula Combustível de Ácido Fosfórico (CCAF), o eletrólito é 100% ácido fosfórico, que age como fluido transportador do hidrogênio dissolvido do anodo para o catodo, conduzindo a carga iônica entre os dois eletrodos. A CCAF utiliza eletro-catálise de platina nos eletrodos, limitando a quantidade de monóxido de carbono em 2% por volume. Fatores que diminuem a vida útil desse tipo de células são a corrosão e a aglomeração de partículas de platina e de eletrólitos, devido às mudanças nas composições dos materiais e às altas temperaturas, mesmo lançando uso de refrigeração. Tipicamente operam a 200°C com eficiências que variam de 37% a 42%. Por trabalhar nessa temperatura, as CCAF são preferencialmente utilizadas em aplicações de sistemas CHP. São as únicas células combustíveis que atingem, consistentemente, vida útil de 40.000 horas em regime de produção, podendo operar numa faixa de -39°C a 49°C.

A Célula Combustível de Carbono Fundido (CCCF) se trata de uma célula baseada em eletrólito líquido, de lítio-potássio ou lítio-sódio. Nestas células a temperatura de operação é alta, 650°C, que aliada à rápida cinemática nos eletrodos, elimina a necessidade de metais nobres na eletro-catálise, levando a uma alta eficiência, comparada às outras, de 44%. É resistente às impurezas de monóxido de carbono, o que possibilita a operação com diferentes tipos de combustível. Devido às altas temperaturas de trabalho, as CCCF utilizam metais resistentes à corrosão, o que garante uma vida útil elevada de 40.000 horas, porém com custo elevado. Esta característica de trabalho de alta temperatura também garante sua ótima aplicação em sistemas CHP como processamento de combustível, reformulação interna de metano, etc.

Já a Célula Combustível de Óxido Sólido (CCOS), possui um eletrólito de estado sólido, e um material cerâmico, yittra, estabilizado, de zircônio sólido. Tem a temperatura de operação mais alta entre as células combustíveis, 1000°C, e ao contrário das CCCF e das CCAF, a estrutura de estado sólido das CCOS requer apenas duas fases, gasosa e sólida, para as reações de transferência de carga na interface eletrólito-eletródo, eliminando corrosão e os cuidados com o eletrólito. As altas temperaturas de trabalho possibilitam as reações endotérmicas, tornando o sistema mais tolerante para as impurezas dos combustíveis, e possibilitando que se utilizem hidrogênio e monóxido de carbono como combustível, diretamente no anodo. Em operação com turbinas de gás podem atingir eficiências de até 75%, a maior entre as células combustíveis. A vida útil está entre 10 a 20 anos, ou seja, duas a quatro vezes maior que os outros tipos. Possuem duas geometrias disponíveis, desenho tubular, para grandes capacidades de cogeração e GD, e desenho planar, para aplicações que requerem potências menores. A maior desvantagem desse tipo de célula é a exigência de material, tipo liga de cerâmica, e metais capazes de suportar as altas temperaturas de operação, o que a encarece (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

2.2.4 Sistemas de Conversão de Energia Eólica

O principal componente dos sistemas eólicos de conversão de energia é a turbina, que é acoplada ao gerador através de uma caixa de engrenagens. Utilizam-se geralmente geradores de indução, e as principais partes constituintes do conjunto são a torre, o rotor e a nacelle. A nacelle abriga os mecanismos de transmissão, o gerador e o rotor, e possui três pás nos modelos mais comuns. A turbina eólica captura a energia mecânica dos ventos que impulsionam as pás do rotor, e transfere através da caixa de engrenagens a rotação da turbina multiplicada, para o gerador de indução. Podem ser de eixo horizontal ou vertical, com potências que atualmente podem chegar a 5MW. A potência de saída de um gerador eólico é dada pela Equação (1),

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot V^3 \cdot A \quad (1)$$

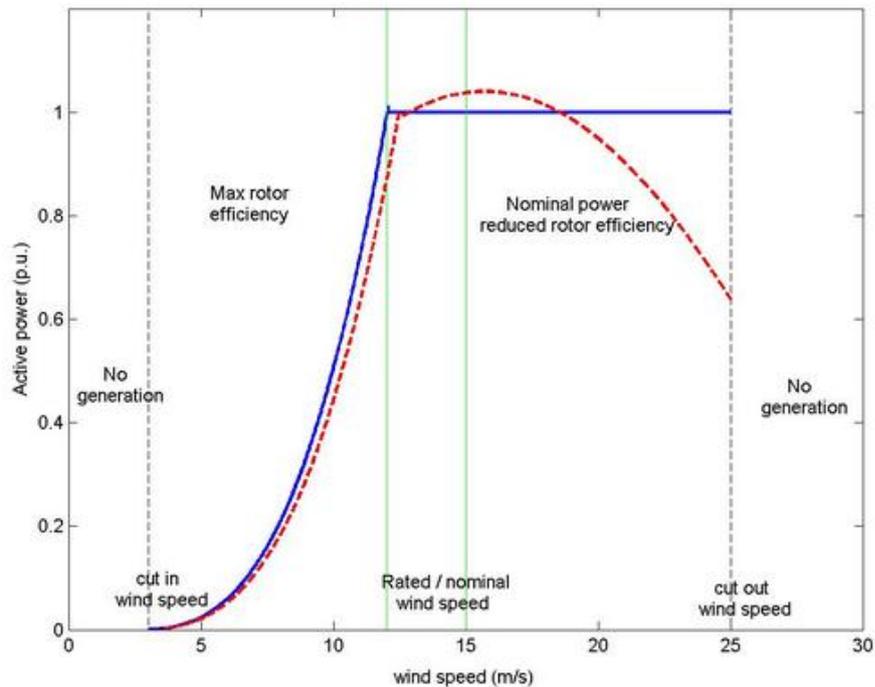
onde P é a potência [W], C_p é o coeficiente de potência da turbina, ρ é a densidade do ar [kg/m³], V é a velocidade do vento [m/s], e A é a área das pás do rotor [m²]. O coeficiente de potência da uma medida da potência extraída pelo rotor da turbina, este valor varia conforme

o tipo de rotor, e com a razão da velocidade máxima entre a velocidade de giro do rotor e a velocidade de vento, e apresenta um valor típico de 0,4. A potência de saída é diretamente afetada pelas variações na intensidade dos ventos captados pelas pás, seja pelo efeito de sombreamento que pode ocorrer em áreas urbanas, por exemplo, ou pela simples falta de vento. Nos geradores eólicos de velocidade fixa este é um grande problema a ser tratado. Já nos geradores de velocidade variável, a saída é amortecida, fornecendo uma potência e tensão de saída com menos variações. Devido às instabilidades dos ventos, o principal problema na geração eólica é o caráter intermitente da geração de energia. Os tipos de turbinas eólicas utilizadas são as turbinas de velocidade constante e turbinas de velocidade variável. As turbinas de velocidade constante podem ser classificadas conforme a estratégia de controle, que pode ser em passo fixo ou em passo variável.

Nas turbinas de passo fixo, o arranjo das pás do rotor é ajustado em projeto para maximizar a potência com os ventos máximos observados da região, porém, conforme se intensificam os ventos além das velocidades consideradas em projeto, o ângulo de ataque das pás também aumenta, conseqüentemente, uma considerável porção das pás, iniciando pela parte próxima ao eixo, que entra na região de *stall* (parada) resultando na diminuição da potência de saída do gerador. Uma variação do conceito de passo fixo é o de operar a turbina em duas velocidades de operação diferentes, mudando ou o número de polos do gerador de indução, ou a razão da caixa de engrenagens. A principal vantagem das turbinas deste tipo é a sua relativa simplicidade mecânica, que implica num menor custo, e a desvantagem é justamente a ineficiência na geração de potência em velocidades diferentes da velocidade de projeto.

Nas turbinas de passo variável, o ângulo das pás pode ser alterado no acionamento, após isso a potência só pode ser controlada em velocidades acima da velocidade de operação. Além de representar um conjunto mecânico mais simples Outras vantagens das turbinas de passo variável são a ausência de correntes harmônicas, uma vez que não há conversão de frequência. São de construção mais robusta e de preços mais baixos. Das desvantagens pode-se listar a menor eficiência, os níveis de ruído, e o maior desgaste mecânico das partes. Na Figura 5, seguem as curvas de potência e as áreas de operação típicas de turbinas de passo fixo (linha tracejada) e de turbinas de passo variável (linha contínua).

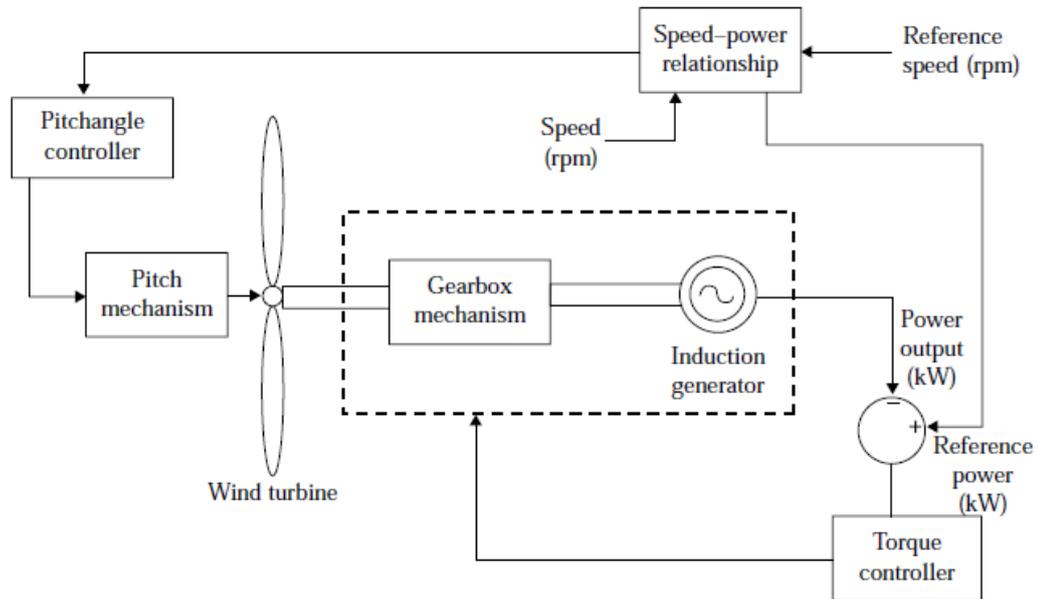
Figura 5. Curvas de potência para turbinas de passo fixo (tracejado) e passo variável (contínuo).



Fonte: Lucian Mihet-Popa and Voicu Groza (2011).

Nas turbinas de velocidade variável o controle de velocidade é realizado de forma direta, ou por meio do ajuste do passo das pás. As estratégias de controle normalmente empregadas são as de otimização de potência, e a de limitação de potência. A estratégia de otimização de potência, é aplicada quando a velocidade do vento está abaixo do especificado, mantendo a velocidade de rotação constante próxima ao valor do coeficiente de potência. Entretanto, se a velocidade variar devido a mudanças na carga, o gerador poderá ficar sobrecarregado, para evitar isso, métodos de controle do torque do gerador são utilizados, por exemplo. A estratégia de limitação de potência também é usada para velocidades acima da especificada. Ela atua variando o passo das pás a fim de diminuir a eficiência aerodinâmica das mesmas. Das vantagens desse tipo de turbina pode-se listar o torque transiente baixo, a dispensa de sistemas de absorção de vibrações, e por não sofrer de problemas de sincronia ou quedas de tensão bruscas. Porém, comparando às turbinas de velocidade constante, estas apresentam menor eficiência, são mais caras e requerem estratégias de controle complexas. Na Figura 6 está ilustrado o esquemático de uma turbina de velocidade e passo variável (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

Figura 6. Turbina de velocidade e passo variável.



Fonte: S. Chowdhury (2009).

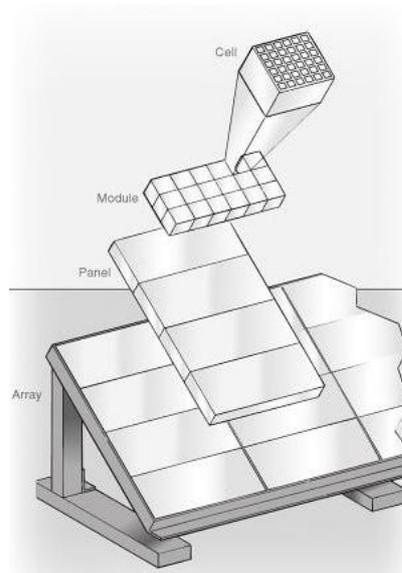
2.2.5 Sistemas de Geração Fotovoltaicos

Das vantagens dos sistemas de geração fotovoltaicos estão a natureza sustentável da luz solar como fonte de energia, com pequeno impacto ambiental, baixa manutenção, vida útil de até 30 anos, e operação silenciosa. É devido a esses benefícios que os sistemas fotovoltaicos são reconhecidos mundialmente como uma tecnologia capaz de suprir uma parte significativa das necessidades de energia no futuro. A evolução das tecnologias de inversão de tensão CC/CA, uma vez que a tensão fornecida pelos painéis fotovoltaicos tem origem em corrente contínua, tem contribuído para a utilização dessa tecnologia em tensões no nível de distribuição. Por outro lado, apesar desta tecnologia estar sendo efetivamente empregada como microfonte em aplicações de GD, ela deixa a desejar com baixa eficiência e altos custos de instalação, com ligeira vantagem de custo benefício para pequenas plantas geradoras, segundo alguns estudos (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

A luz solar incide sobre a célula fotovoltaica em dois componentes, direto e difuso. O componente direto é responsável por 85% das incidências solares, enquanto o componente difuso é responsável por 15%. A célula fotovoltaica age como um fotodiodo, onde a energia solar incidente na superfície da célula, na forma de fótons, gera pares de elétrons-lacunas como portadores de corrente na junção PN. Portanto, a fotocorrente gerada pela célula

fotovoltaica é diretamente proporcional a sua área, irradiação incidente e temperatura ambiente. A tensão de saída de cada célula é limitada pela queda de tensão na junção PN, e como a tensão e a corrente de uma única célula são muito pequenas, um grande número de células devem ser conectadas em arranjos série-paralelo para formar painéis fotovoltaicos capazes de fornecer maiores níveis de tensão. Na Figura 7 está ilustrado o arranjo de células formando módulos que por sua vez formam painéis organizados em arranjos de painéis fotovoltaicos.

Figura 7. Ilustração de um conjunto de painéis fotovoltaicos.



Fonte: Gregory W. Massey (2009).

Existem quatro tipos principais de células fotovoltaicas:

- **Silicone Monocristalino:** Consiste em uma célula cortada diretamente de um cristal cilíndrico de silicone. A sua grande vantagem são as altas eficiências de até 15%, embora o processo de manufatura seja complexo e por isso, caro;
- **Silicone Multicristalino:** São produzidos de células cortadas de uma peça de silicone recristalizado derretido. No processo de fabricação o silicone fundido é arranjado em peças de silicone policristalino, essas peças são então cortadas em pastilhas muito finas e arranjadas na sua forma final. Devido ao processo produtivo mais simples, são mais baratas que as células de silicone multicristalino, porém sua eficiência é menor, em torno de 12%. O filme espesso de silicone é uma tecnologia multicristalina onde o silicone é depositado de modo contínuo numa base, com acabamento de grânulos

finos, com aparência de bolhas. A célula é encapsulada em um polímero transparente, com cobertura de vidro temperado, envolvido usualmente por uma malha de alumínio;

- **Filme Fino de Silicene:** Células de silicene amorfas são feitas de átomos de silicene em uma camada fina e homogênea ao invés de uma estrutura de cristal. O silicene amorfo absorve a luz mais efetivamente que o silicene cristalino, uma vez que as células são mais finas, também por esse motivo são conhecidas como tecnologia fotovoltaica de filmes finos. Silicenes amorfos podem ser depositados em vários tipos de substratos, rígidos e flexíveis, tornando esse tipo de célula ideal para aplicações em superfícies curvas. Sua eficiência é baixa, tipicamente em torno de 6%, porém possuem processo produtivo simples e barato. Outros filmes finos de materiais sensíveis à luz tem sido utilizados na fabricação de células fotovoltaicas, como Teluride de Cádmio (CdTe) e Disseluride de Índio e Cobre (CIS). São tecnologias com processo industrial relativamente mais barato que as células de silicene multicristalino, e oferecem eficiência maior que os módulos de filme fino de silicene;
- **Células Híbridas:** As soluções de células híbridas como a célula amorfa de silicene/cristalino-silicene (s:Si:H/c-Si) heterojunção (HJ) de células solares, tem se tornado popular basicamente devido ao seu excelente desempenho, e processo construtivo à baixas temperaturas. Estas células híbridas combinam o silicene monocristalino, e os filmes finos de silicene, para produzir células com as melhores características das duas tecnologias. A característica chave das células HIT (*heterojunction with intrinsic thin layer*), como conceitualizado pelo Grupo Sanyo, é que uma camada fina intrínseca de silicene amorfo é inserida entre o emissor amorfo e a base cristalina, formando uma célula solar heterojunção com camada fina heterogênea intrínseca. A camada buffer, com excelentes propriedades passivas, propicia altas tensões de circuito aberto, chegando a até 17% a eficiência dos módulos (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

2.2.6 Geradores Hidroelétricos de Pequena Escala (PCH)

A utilização de sistemas PCH depende da topografia e das precipitações médias da região. As variações nas fontes hídricas levam a um baixo fator de capacidade, que é a razão de energia disponível anualmente. A potência de uma PCH é dada pela Equação (2),

$$P = QH\eta\rho g \quad (2)$$

onde P é a potência de saída [W], Q é a vazão d'água [m^3/s], H é a queda d'água [m], η é a eficiência total, ρ é a densidade da água [$1000\text{Kg}/\text{m}^3$] e g a aceleração da gravidade. A Equação (2) indica que a potência pode ser elevada aumentando-se a queda e a vazão d'água. A vazão d'água normalmente é desviada para uma casa de máquinas onde é instalada a turbina, que deve ser de um modelo adequado para a altura da queda d'água observada. Usualmente turbinas de reação como Francis e Kaplan são utilizadas para as quedas menores, de até 400 metros, e as turbinas de impulso como Pelton e Turgo são utilizadas para quedas maiores. As turbinas de reação extraem a energia da pressão da queda, enquanto as turbinas de impulso extraem a energia do fluxo d'água à pressões atmosféricas. Turbinas de fluxo cruzado são mais utilizadas em sistemas PCH de pouco fluxo, onde a energia cinética é retirada da lâmina d'água que atinge as pás da turbina, ao invés de um jato. Ambos geradores de indução ou síncronos podem ser utilizados com a utilização de caixas de engrenagens adequadas (CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P., 2009).

2.2.7 Dispositivos de Armazenamento

O emprego de dispositivos de armazenamento em microrredes é devido à característica intermitente das fontes de energia renováveis empregadas, como é o caso da energia solar e da energia eólica. O armazenamento permite atender picos de carga e transitórios durante a desconexão da microrrede da rede de distribuição principal. Também podem atuar funcionando como um sistema de emergência na alimentação dos instrumentos de controle da microrrede em caso de falha da rede principal. Os dispositivos utilizados em microrredes para armazenamento de energia são baterias, super capacitores e os discos de inércia (*flywheels*). As baterias são as mais utilizadas atualmente, uma vez que os super capacitores são muito onerosos, e os discos de inércia necessitam de uma fonte de energia primária mecânica, e de um dispositivo central de armazenamento para um sistema de grande porte e suscetível a fortes picos de carga (LIDULA, RAJAPAKSE, 2010).

3 NORMAS PARA MICROGERAÇÃO NO BRASIL

É através da resolução normativa N° 482 da ANEEL (ANEEL, 2012) que são estabelecidas as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e o sistema de compensação utilizado.

Nas suas disposições preliminares, a norma define como microgeração distribuída as centrais geradoras com potências iguais ou menores a 100kW, que utilizam as fontes renováveis e alternativas listadas neste trabalho conectadas à rede por meio de instalações de unidades consumidoras. Quanto à minigeração seguem as mesmas definições, porém com potências compreendidas entre 101kW e 1MW. A resolução define também o sistema de compensação de energia elétrica como o sistema no qual a energia ativa é injetada na rede, por meio de unidade consumidora, com micro ou minigeração, por meio de empréstimo gratuito, e que posteriormente é descontada do consumo de energia elétrica ativa, por unidade consumidora de mesma titularidade de onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo cadastro de pessoa física ou pessoa jurídica.

Quanto ao acesso aos sistemas de distribuição, a resolução indica que as distribuidoras devem adequar seus sistemas comerciais e suas normas técnicas, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3, as normas técnicas brasileiras, e de forma complementar as normas internacionais. É dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão, na qualidade de central geradora para a micro e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, sendo suficiente a celebração de acordo operativo para os minigeradores ou do relacionamento operacional para os microgeradores.

Quanto à potência instalada máxima das microfontes participantes do sistema de compensação, estas ficam limitadas à carga instalada, nos casos de unidades consumidoras do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. Sendo as unidades consumidoras do grupo A aquelas atendidas pela rede de alta tensão, de 2,3kV a 230kV, e as unidades consumidoras do grupo B aquelas atendidas pela rede de baixa tensão, inferior a 2,3kV (ANEEL, 2005). No caso de a unidade consumidora querer aumentar a capacidade da microgeração instalada, esta deverá solicitar o aumento da carga instalada, ou o aumento da demanda contratada, no caso de consumidor do grupo A ou B, respectivamente.

Quanto aos custos de eventuais ampliações ou reforços na rede de distribuição, em função exclusiva da conexão de micro ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica, estes não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, devendo ser integralmente arcados pela distribuidora.

3.1 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para aderir ao sistema de compensação de energia elétrica o consumidor deve seguir as seguintes disposições:

1. A energia ativa injetada no sistema, será cedida a título de empréstimo à companhia distribuidora, convertendo-se em crédito de energia ativa que deverá ser consumida dentro de um prazo de trinta e seis meses pela unidade consumidora;
2. A adesão ao sistema de compensação de energia não se aplica aos consumidores livres ou especiais;
3. Deverá ser cobrado, no mínimo, o valor do custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A;
4. O consumo de energia elétrica ativa a ser faturado deverá ser a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, ficando o eventual saldo de energia injetada do mês corrente como crédito para os meses subsequentes;
5. No caso da existência de postos tarifários, e a energia injetada for superior a energia consumida em um determinado posto, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários. Os créditos resultantes após a compensação em todos os postos tarifários, e em todas as demais unidades consumidoras, terão validade de trinta e seis meses;
6. O montante de energia ativa que não tenha sido compensada na própria unidade consumidora fornecedora de microgeração, poderá ser utilizada para compensação de outras unidades previamente cadastradas, cujo titular seja o mesmo da unidade com compensação, portador do mesmo CPF, ou mesmo CNPJ. Em caso de mais de duas unidades consumidoras cadastradas, o titular deverá definir a ordem de prioridade de compensação, ficando a unidade onde se encontra instalada a geração a primeira na ordem de compensação;

7. Na fatura deverão constar as informações de eventuais créditos de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo;
8. Nas unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores, deverá ser deduzida a perda por transformação de energia injetada por esta unidade consumidora (ANEEL, 2012);

3.2 EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

Os custos quanto à adequação do sistema de medição são de responsabilidade do usuário. O sistema de medição deve observar as especificações técnicas do PRODIST e ser instalado pela distribuidora, que cobrará dos interessados os custos. Após a adequação do sistema de medição, será de responsabilidade da distribuidora as despesas de sua operação e manutenção, incluindo os gastos de uma eventual substituição.

O sistema de medição constitui-se basicamente de um medidor bidirecional que deverá, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica injetada na rede de distribuição. Ainda podem ser utilizados dois equipamentos unidirecionais de energia elétrica ativa (ANEEL, 2012).

4 ESTUDO DE CASO

A proposta deste estudo é de utilizar o sistema exemplo IEEE37 para avaliar os efeitos em um sistema de distribuição com a inserção de micro fontes. Para isto, primeiramente, o sistema foi modelado no *software* GridLAB-D na sua forma original, com cargas fixas no tempo. As tensões nos nós obtidas com o cálculo do fluxo de potência a partir do sistema original foram então comparadas com as tensões nos nós fornecidas pelo IEEE a fim de verificar a validade da modelagem realizada. Depois foram inseridas cargas variáveis com o uso de duas curvas de demanda típicas, do mês de Janeiro e do mês de Maio, observadas no estado do Rio Grande do Sul no ano de 2009, fornecidas pelo ONS. Com as cargas variáveis, e os níveis de demanda próximos aos observados na realidade ao longo de um dia, diferenciados para períodos de inverno e de verão, foi novamente calculado o fluxo de potência deste sistema de distribuição. A partir dos cálculos deste sistema com cargas variáveis, pode-se estabelecer uma comparação quanto às alterações nos níveis de tensão nos nós, e quanto às perdas de potência com relação à inserção gradual de MF neste sistema de distribuição.

4.1 SOBRE O GRIDLAB-D

O GridLAB-D é um *software* criado pelo Departamento de Energia dos EUA no *Pacific Northwest National Laboratory* (PNLL). Inicialmente projetado para ser um simulador de carga residencial, o GridLAB-D é um ambiente de simulação baseado em agentes projetados especificamente para modelar sistemas de energia modernos, capaz de simular cada residência, ou indústria, com a sua respectiva carga. É capaz de rastrear os estados simultâneos de um grande número de objetos que possuem uma grande variedade de propriedades e comportamentos de carga, e de realizar a coleta de informações sobre a sua condição à medida que o tempo avança na simulação. Ele simula um sistema com uma série de estados estacionários, separados por transições de estado. A simulação descobre quando essas transições de estado ocorrem, olhando para cada objeto para determinar:

- qual é a sua próxima proposta de equilíbrio;
- se esse estado é consistente com os estados estacionários propostos de todos os outros objetos no modelo;

- o tempo que o estado está previsto para durar.

Este programa processa arquivos de entrada do tipo *.glm* (*grid lab model*) nos quais são descritos os sistemas a serem processados por meio dos *objects*, que podem ser cabos, transformadores, nós, cargas, medidores etc. Estes *objects* pertencem à módulos, que por sua vez podem ser do tipo *powerflow*, *climate* e *residencial*, por exemplo. Estes módulos trazem soluções para cálculos de fluxo de potência, entrada de dados climáticos e modelagem de sistemas residenciais, respectivamente. Na Figura 8 está ilustrado um exemplo do método de modelagem utilizado, onde estão as instruções de leitura dos dados meteorológicos a partir da linha 28, e as configurações dos cabos condutores a partir da linha 39. Os dados de comprimento dos cabos condutores são fornecidos pelo IEEE através do arquivo específico de configuração do IEEE37 (IEEE, 2010), o arquivo *Radial Distribution Test Feeders* (IEEE, 2010) contém as especificações detalhadas de tipo de material, resistências e dimensões dos cabos.

Figura 8. Método de modelagem do GridLAB-D.

```

TextPad - C:\Users\Rodrigo\Desktop\IEEE 37 CV GD 20 sol e eolica COM TRAFOS\IEEE37 CV GD 20 solar e eolica COM TRAFOS.glm
File Edit Search View Tools Macros Configure Window Help
Document Selector
IEEE37 CV GD 20 solar e eolica COM...
27
28 object csv_reader{
29     name CsvReader;
30     filename weather.TMY2;
31 }; //fecha o csv_reader
32 object climate{
33     name MyClimate;
34     tmyfile Ca-Los_Angeles.TMY2;
35     reader CsvReader;
36 } //fecha o climate
37
38 // Conductor fase configuração 721: 1,000,000 AA,CN
39 object underground_line_conductor:7210 {
40     outer_diameter 1.980000;
41     conductor_gmr 0.036800;
42     conductor_diameter 1.150000;
43     conductor_resistance 0.105000;
44     neutral_gmr 0.003310;
45     neutral_resistance 5.903000;
46     neutral_diameter 0.102000;
47     neutral_strands 20.000000;
48     shield_gmr 0.000000;
49     shield_resistance 0.000000;
50 }
51
52 // Conductor fase configuração 722: 500,000 AA,CN
53 object underground_line_conductor:7220 {
54     outer_diameter 1.560000;
55     conductor_gmr 0.026000;
56     conductor_diameter 0.813000;

```

Fonte: Autor.

4.2 MÉTODO DE CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA

O cálculo do fluxo de potência é realizado para determinar o estado permanente das tensões e correntes nos pontos do sistema de distribuição, dadas as suas cargas conectadas a cada ponto, e a tensão na subestação. Como o sistema de distribuição analisado é do tipo radial, foi utilizado o Método de Varredura Direta e Inversa. Neste método a varredura reversa consiste em partindo dos nós mais extremos, e de uma estimativa inicial das tensões nodais, calcular as correntes ou fluxos até o nó raiz. A partir deste resultado de injeção de corrente ou potência no nó raiz, e do valor conhecido de tensão para esta barra, é realizada então a varredura direta, na qual consiste no caminho inverso, calculando as tensões nos nós das barras da rede de distribuição até os nós extremos. Este processo é repetido, até que os valores das tensões de duas iterações consecutivas não varie mais que um valor de tolerância pré-estabelecido (Kersting, 2007). As Equações (3) e (4), de varredura inversa e varredura direta, respectivamente, são as equações básicas deste método.

$$[Iabc]n = [C] \times [Vabc]m + [D] \times [Iabc]n \quad (3)$$

$$[Vabc]m = [A] \times [Vabc]m + [B] \times [Iabc]n \quad (4)$$

Onde, $[C]$, $[D]$, $[A]$ e $[B]$ são matrizes que representam cada nó e m e n são as dimensões das matrizes, dependentes do número de nós existentes no sistema de distribuição.

4.3 SOBRE O IEEE37

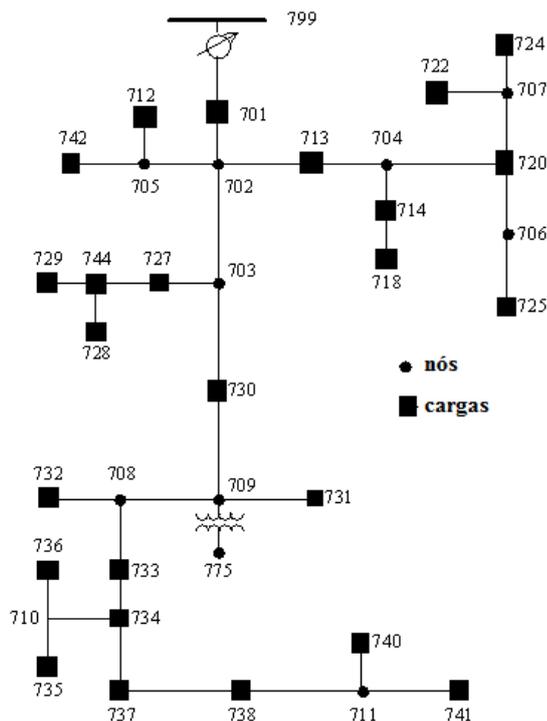
Os sistemas de distribuição exemplo do IEEE têm como principal objetivo fornecer um padrão na forma de documentar os dados de uma rede teste, a fim de fornecer aos desenvolvedores de software e pesquisadores uma forma de modelar, e verificar a validade de seus sistemas de simulação. As principais características do sistema exemplo IEEE37, que é baseado num sistema de distribuição localizado no estado da Califórnia (EUA), são:

- sistema delta em três fios com tensão nominal de 4,8 kV;
- sistema de distribuição radial com linhas subterrâneas;
- reguladores de tensão da subestação em duas unidades de fase única conectados em delta aberto (*open delta*);

- todas as cargas são pontuais e possuem valores constantes de potência ativa e reativa, com corrente e impedância constante;
- a carga é altamente desbalanceada.

Na Figura 9 está ilustrado o sistema exemplo IEEE37, com as cargas diferenciadas dos nós.

Figura 9. Sistema exemplo IEEE37.



Fonte: IEEE (2010).

4.4 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO MODELO ORIGINAL

Para a validação da modelagem do sistema IEEE37 executado neste estudo, foi simulado o sistema original, ou seja, com suas cargas fixas. A modelagem dos sistema de distribuição no GridLAB-D foi realizada introduzindo de forma direta, respeitando a sintaxe do programa, os dados fornecidos pelo IEEE, como: especificações dos condutores, distâncias entre os nós, especificação dos transformadores e das cargas. Na especificação das cargas uma transformação teve de ser feita uma vez que o IEEE fornece as cargas em valores de potência complexa, como pode ser visto no Anexo B. Assim para os casos de carga em impedância constante e corrente constante as Equações (5) e (6) foram utilizadas, respectivamente,

$$Z = \left(\frac{V \cdot V^*}{P + jQ} \right)^* \quad (5)$$

$$I = \left(\frac{P + jQ}{V} \right)^* \quad (6)$$

onde, Z é a impedância [Ω], V é a tensão da fase cujo a carga está instalada [V], P é a potência ativa [W], Q é a potência reativa [var] e I é a corrente [A].

Os resultados das simulações foram comparados com o perfil de tensões nos nós obtidos do arquivo de dados do IEEE37, assim foi possível comprovar a validade da modelagem realizada. Os dados originais fornecidos pelo grupo de trabalho do subcomitê do IEEE estão no Anexo A, enquanto os resultados das simulações estão no Apêndice B. Os erros entre as tensões calculadas na simulação e as tensões fornecidas pelo IEEE, em cada nó, foram calculadas conforme a Equação (7),

$$Erro = \left| \frac{V_{sim} \cdot 100}{V_{IEEE}} - 100 \right| \quad (7)$$

onde, o *Erro* é o erro percentual [%], V_{sim} é a tensão calculada na simulação [pu] e V_{IEEE} é a tensão fornecida pelo IEEE [pu]. No Quadro 1 estão apresentados os erros percentuais médios e máximos, obtidos nas tensões entre fases, na comparação do sistema simulado com os dados do IEEE.

Quadro 1. Erros médios e máximos das tensões entre os dados simulados e os dados do IEEE37.

ERRO %	FASES		
	AB	BC	CA
MÉDIO	0,002517	0,003051	0,006611
MÁXIMO	0,006400	0,008528	0,011454

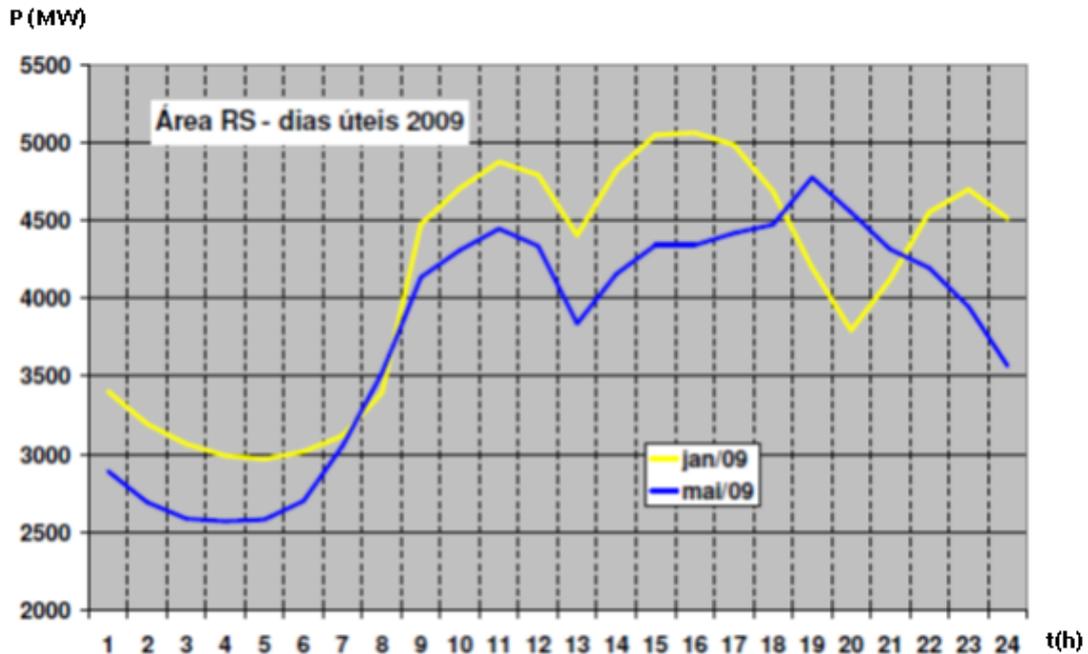
É possível constatar que os erros máximos ficaram, em sua maioria, na terceira casa decimal, com exceção das tensões entre as fases C e A, isto atesta a validade do sistema de distribuição modelado.

4.5 APLICAÇÃO DE CURVA DE DEMANDA AO MODELO ORIGINAL

Verificada a validade do modelo com suas cargas constantes, foram inseridas curvas de carga tipicamente observadas, com base no gráfico de demanda média do estado do Rio

Grande do Sul, Brasil, em Janeiro e Maio de 2009, como observadas na Figura 10, para cada ponto consumidor existente no IEEE37.

Figura 10. Demanda no RS em Janeiro e em Maio de 2009.



Fonte: ONS (2010).

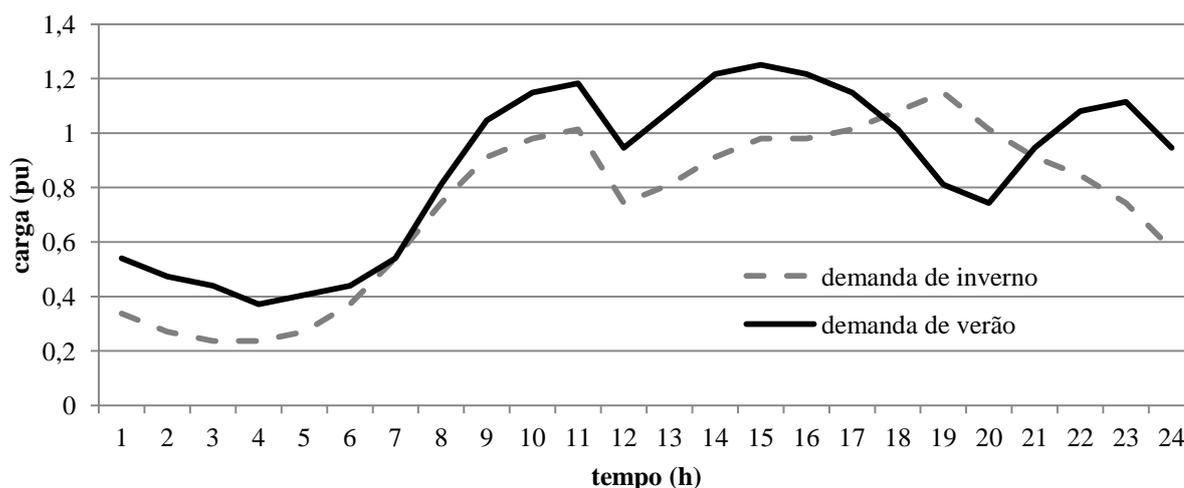
Na leitura destes dados foi considerado o período de pico de demanda às 14 horas da curva de janeiro de 2009, como sendo igual a 125% do valor das cargas, a fim de provocar uma maior perturbação no sistema. A partir deste referencial foram quantizadas as duas curvas de demanda, com os seus valores reproduzidos no Quadro 2.

Quadro 2. Dados de demanda (pu) aplicados nas cargas do sistema de distribuição.

DEMANDA HORA A HORA (pu) DE INVERNO											
0h	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h
0,34	0,27	0,24	0,24	0,27	0,37	0,54	0,74	0,91	0,98	1,01	0,74
12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
0,81	0,91	0,98	0,98	1,01	1,08	1,15	1,01	0,91	0,84	0,74	0,57
DEMANDA HORA A HORA (pu) DE VERÃO											
0h	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h
0,54	0,47	0,44	0,37	0,41	0,44	0,54	0,81	1,05	1,15	1,18	0,95
12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
1,08	1,22	1,25	1,22	1,15	1,01	0,81	0,74	0,95	1,08	1,11	0,95

Estes valores de carga, hora a hora, deram origem às curvas de demanda da Figura 11. Estas curvas foram aplicadas a todos os dias no período de um ano, para viabilizar a posterior avaliação do desempenho anual do sistema. A curva tracejada é equivalente a demanda dos dias de inverno, aplicada aos meses de janeiro à março e de outubro à dezembro. Já a curva contínua representa a demanda dos dias de verão, aplicada aos meses de abril à setembro. Este padrão foi aplicado devido aos arquivos de dados meteorológicos utilizados para as microfones, solar e eólica, estarem disponíveis apenas para cidades dos EUA, que por se situarem no hemisfério norte, apresentam esta distribuição das estações. O ano com apenas dois perfis de demanda, de verão e inverno, foi adotado por simplificação. As curvas de demanda adotadas são consideradas adequadas às respectivas estações por estas apresentarem um acréscimo de potência requisitada do sistema de distribuição em períodos de temperaturas elevadas, que é o que normalmente acontece nos sistemas de distribuição brasileiros.

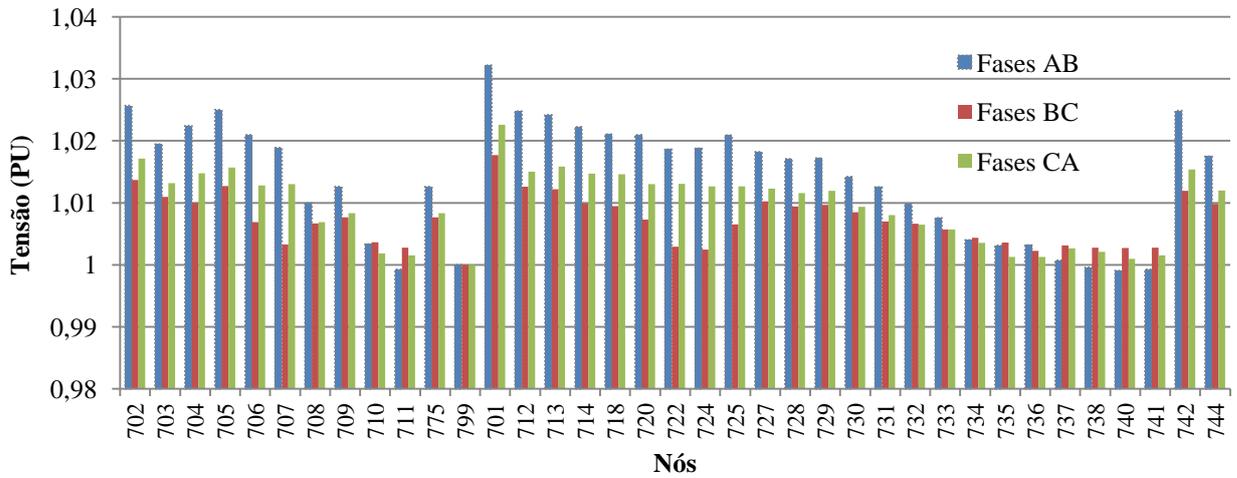
Figura 11. Curvas de demanda aplicadas aos pontos consumidores.



Fonte: Autor.

A partir da aplicação das curvas de demanda da Figura 11 em todos os pontos consumidores, individualmente, do sistema de distribuição utilizado, foram calculadas as tensões em todos os nós e cargas no período crítico das 14 horas do dia primeiro de Junho, pico do verão, a fim de verificar os rebaixamentos de tensão menores que 1 pu. O histograma das tensões calculadas entre fases, por ser um sistema em delta, pode ser visto na Figura 12.

Figura 12. Tensões nos nós entre fases às 14 horas do dia 1º de Junho.

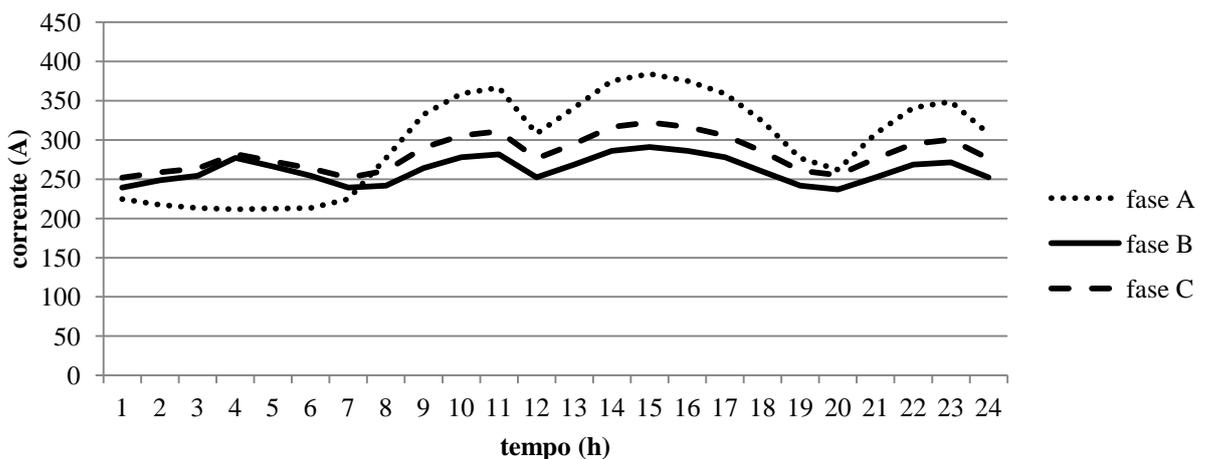


Fonte: Autor.

Observando os níveis de tensão no histograma da Figura 12, não é identificado um ponto crítico de rebaixamento de tensão. Apenas o nó 711 e as cargas 738, 740 e 741, apresentam tensões menores que 1 pu, calculadas entre as fases A e B.

No gráfico da Figura 13 estão os cálculos de corrente das três fases na saída do regulador ao longo do dia 1º de Junho, é observada uma maior carga na fase A, principalmente nos períodos de maior demanda.

Figura 13. Correntes na saída do regulador ao longo das 24 horas do dia 1º de Junho.



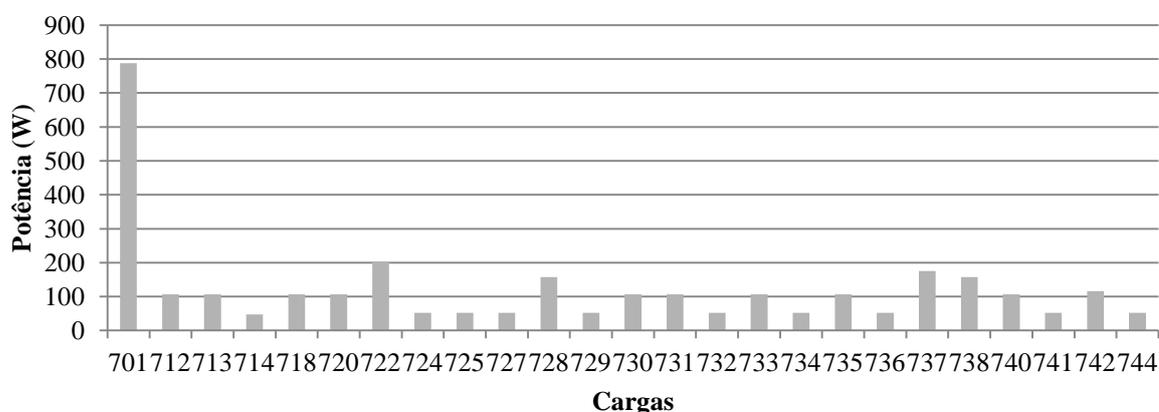
Fonte: Autor.

4.6 ANÁLISE PARA A INSERÇÃO DE MICROFONTES

Considerando as distâncias entre os nós, a área do IEEE37 é de aproximadamente 1,43km², equivalente à área do bairro Santana (1,49Km²) de Porto Alegre, segundo dados encontrados no endereço eletrônico da prefeitura (PREFEITURA DE PORTO ALEGRE, 2014). Portanto, uma hipótese válida para este sistema seria a representação de um bairro com cargas essencialmente residenciais. No histograma da Figura 14 estão apresentadas as cargas máximas instaladas de cada ponto consumidor do IEEE37 alterado, que representam 125% das cargas máximas do sistema original. Observa-se que o maior ponto consumidor, referente ao nó 701, possui carga máxima instalada de 787,5kW, o que poderia representar um centro comercial, e as cargas restantes podem ser representativas de condomínios residenciais, por exemplo. Considerando um consumo residencial de 500kWh por mês, pode ser feita uma estimativa de quantas residências cada carga representaria. O número total obtido com esse critério foi de 3.409 residências, estabelecendo novamente um paralelo, o bairro Santana possui 8.299 domicílios.

Estas características de carga instalada por ponto consumidor foram consideradas como critério para estabelecer a quantidade de microfontes, eólica e solar, a serem adicionadas. Isto foi realizado de forma proporcional entre os pontos consumidores conforme a carga máxima instalada. A relação das microfontes instaladas por ponto consumidor está no Apêndice A.

Figura 14. Cargas máximas instaladas para cada ponto consumidor.



Fonte: Autor.

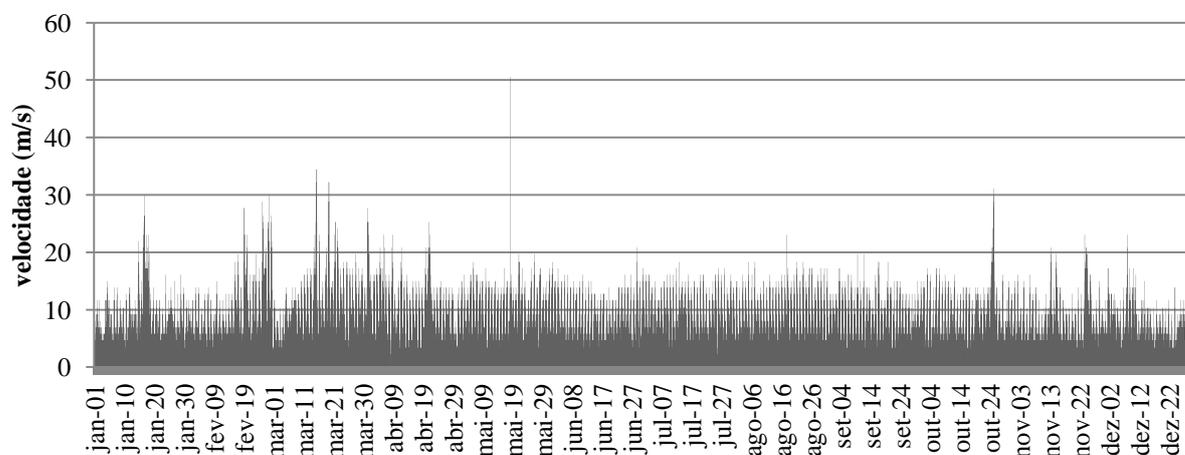
Esta distribuição também foi planejada para que as microfones eólica e solar fossem responsáveis por parcelas iguais da microgeração, considerando suas capacidades máximas. Por exemplo, no caso de 10% de MG acrescentada à rede a microgeração eólica é responsável por 5% e a microgeração solar pelos outros 5%, e assim da mesma forma para as outras percentagens inseridas.

No método de inserção proposto, as microfones introduzidas no sistema são diretamente despachadas para a rede de distribuição principal, sem o uso de dispositivos de armazenamento, através de transformadores elevadores. Ou seja, cada ponto consumidor do sistema é uma microrrede com microfones despachadas diretamente. Como visto na revisão teórica, cada microrrede é vista pelo sistema de distribuição como um único ponto.

4.6.1 Dados Meteorológicos

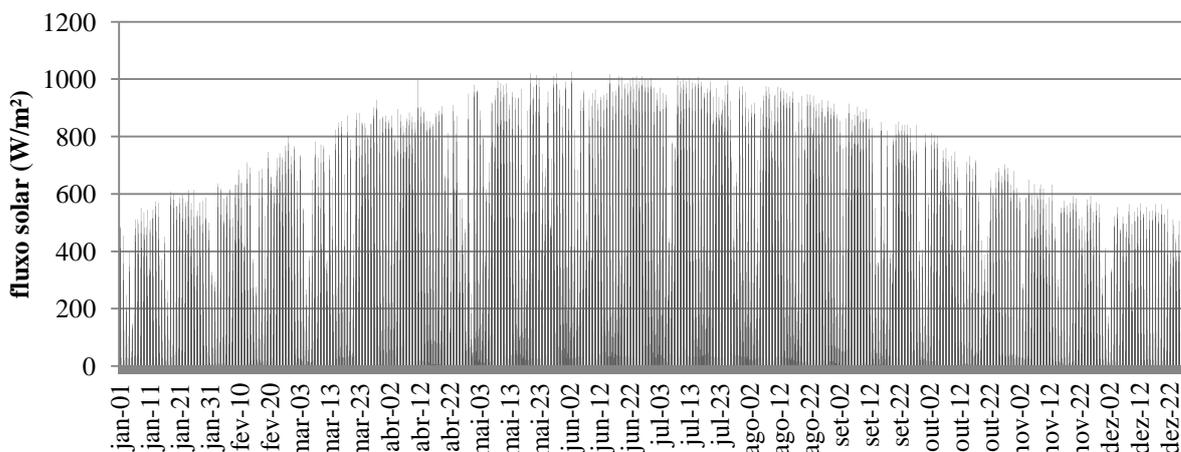
A utilização de dados meteorológicos pelas fontes solar e eólica, inseridos no sistema de distribuição modelado com o GridLAB-D, é feita através da instrução de leitura de arquivos do tipo .TMY2 (*typical meteorological year*) disponíveis apenas para cidades dos EUA. Este tipo de arquivo reúne a média dos dados meteorológicos de uma região específica no período de um ano de hora em hora. Na Figura 15 e na Figura 16, seguem os histogramas de velocidade de vento e fluxo solar, respectivamente, da cidade de Los Angeles para o período de um ano, utilizados nas simulações do sistema proposto.

Figura 15. Dados de velocidade de vento, ao longo de um ano, na cidade de Los Angeles.



Fonte: Autor.

Figura 16. Dados de fluxo solar, ao longo de um ano, na cidade de Los Angeles.



Fonte: Autor.

4.6.2 Microgeração Fotovoltaica

A microgeração fotovoltaica foi realizada inserindo nos pontos consumidores quatro elementos: painel solar, inversor CC/CA, medidor e um transformador elevador. No painel solar, são definidos o tipo de material, a área, a eficiência e o ângulo de inclinação. Este último é definido conforme a latitude da região lida do arquivo de dados meteorológicos. Na inserção do inversor foi definido um fabricante cujas configurações de potência máxima e eficiência, por exemplo, já estão propostas no modelo. O medidor é o dispositivo que faz conexão do gerador com o transformador e é de onde se extraem os cálculos de corrente e tensão. No medidor também pode ser definida o tipo de ligação, monofásica, bifásica ou trifásica, esta última foi a utilizada para todos os pontos consumidores. O transformador elevador é responsável por elevar o nível de tensão do inversor CC/CA para o nível de tensão da rede de distribuição. Neste caso o transformador elevador trifásico possui as tensões do lado da rede e do lado do consumidor em 4800V e 260V, respectivamente. O inversor CC/CA é do modelo Xantrex, disponível no programa de simulação utilizado, cuja configuração pode ser vista no Quadro 3.

Quadro 3. Especificações do inversor CC/CA utilizado na geração fotovoltaica.

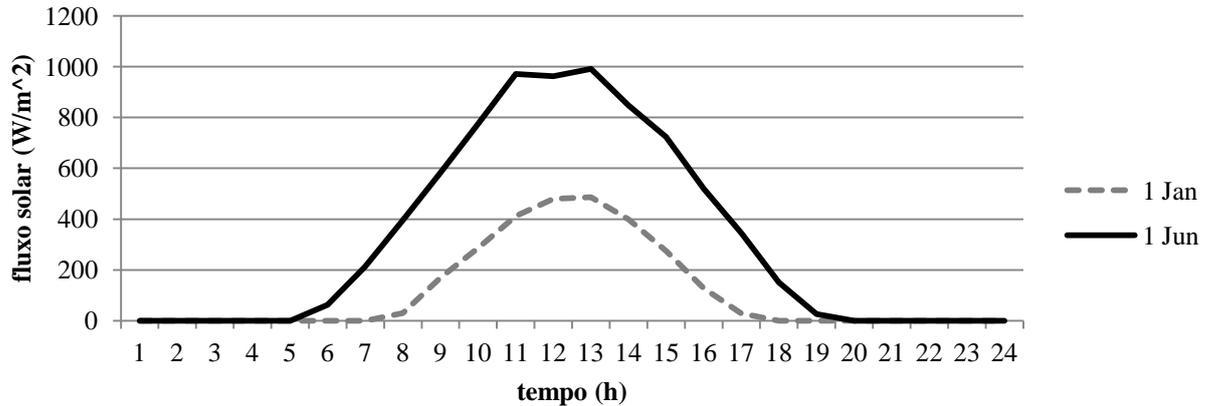
Inversor CC/CA	
Marca	Xantrex
Eficiência	90%
Máxima potência CC	2879 W
Mínima potência CC	27.9 W
Máxima tensão CC	277 V

Fonte: GridLAB-D.

O dimensionamento da geração fotovoltaica foi realizado a partir da limitação de potência do inversor CC/CA utilizado. A potência de saída dos painéis é diretamente proporcional a sua área. Assim, para dimensionamento da área de painéis a ser utilizada por um inversor, foram feitas simulações em um dia de alto fluxo solar, a fim de obter um valor de potência limitado em aproximadamente 80% da potência máxima suportada pelo inversor. A área adotada para o arranjo de painéis após algumas simulações foi de 14m².

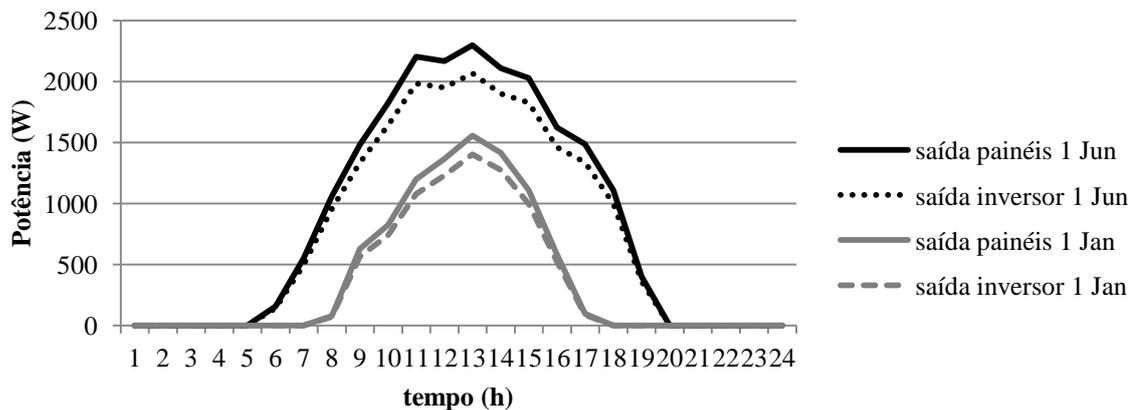
Para ilustrar as condições extremas possíveis de operação no local proposto, foram calculadas as curvas de potência dos painéis fotovoltaicos, e do inversor, em dois dias. Um dia de alto fluxo solar, dia 1° de Junho, e um dia de baixo fluxo solar, dia 1° de Janeiro, foram utilizados. Na Figura 17, estão ilustrados os fluxos solares para estes dois dias e na Figura 18, as curvas de potência CC obtidas na saída dos painéis fotovoltaicos, de área total igual a 14m², e as curvas de potência CA na saída do inversor CC/CA. Estes dois dias também são utilizados nas simulações futuras para comparação dos resultados no sistema de distribuição. Nas simulações para os painéis fotovoltaicos, foi obtida uma potência máxima de 2297 W no dia 1° de Junho, e 1557 W no dia 1° de Janeiro. As curvas de potência dos inversores são as mesmas dos painéis, multiplicadas por um fator de 0.9, referente às suas eficiências de 90%.

Figura 17. Fluxo solar para os dias 1° de Junho e 1° de Janeiro.



Fonte: Autor.

Figura 18. Curvas de potência dos painéis, e do inversor, para os dias 1° de Junho e 1° de Janeiro.



Fonte: Autor.

Assim foi definida a área dos painéis a ser utilizada no arranjo para cada inversor CC/CA. No Quadro 4 seguem as especificações dos painéis solares.

Quadro 4. Especificação dos painéis solares utilizados na microgeração.

Painel solar	
Tipo	silicone monocristalino
Eficiência	14%
Área	14m ²
Ângulo de inclinação	34°
Azimute	180° (o painel está direcionado para a linha do equador)

Fonte: GridLAB-D.

4.6.3 Microgeração Eólica

A microgeração eólica foi realizada inserindo no sistema de distribuição um gerador eólico genérico de pequeno porte, com três pás, utilizando máquina de indução com ligação trifásica, conectado a um transformador elevador através de um medidor. O transformador elevador trifásico possui tensões de primário e secundário de 4800V e 600V, respectivamente. Seguem no Quadro 5, as especificações principais do gerador eólico. O fator de sombra foi considerado igual a 1, ou seja, todos os geradores foram instalados em locais que não apresentam obstáculos para os ventos.

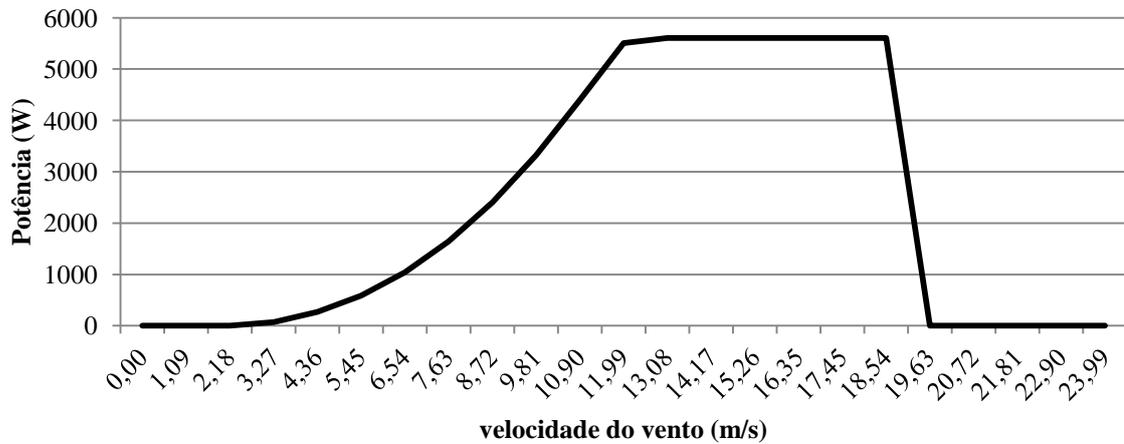
Quadro 5. Especificação do gerador eólico.

Gerador Eólico	
Diâmetro das pás	5m
Altura da torre	16m
Potência máxima	6315VA
Máxima Potência Ativa	5800W
Tensão	600V
Fator de potência	0,95
C _p (coef. de potência)	0,302
Velocidade mínima de vento	2,5m/s
Velocidade máxima de vento	18,5m/s

Fonte: GridLAB-D.

A limitação do gerador eólico é quanto à velocidade do vento, para ilustrar a sua curva de potência, observada na Figura 19, foi elaborada uma rotina de teste na qual as velocidades de vento foram introduzidas de 0 m/s à 24 m/s. Esta resposta é similar a do gerador eólico da Figura 5 para a turbina de passo variável, observa-se também que para ventos a partir de 12m/s o gerador fornece sua potência ativa máxima de 5800W.

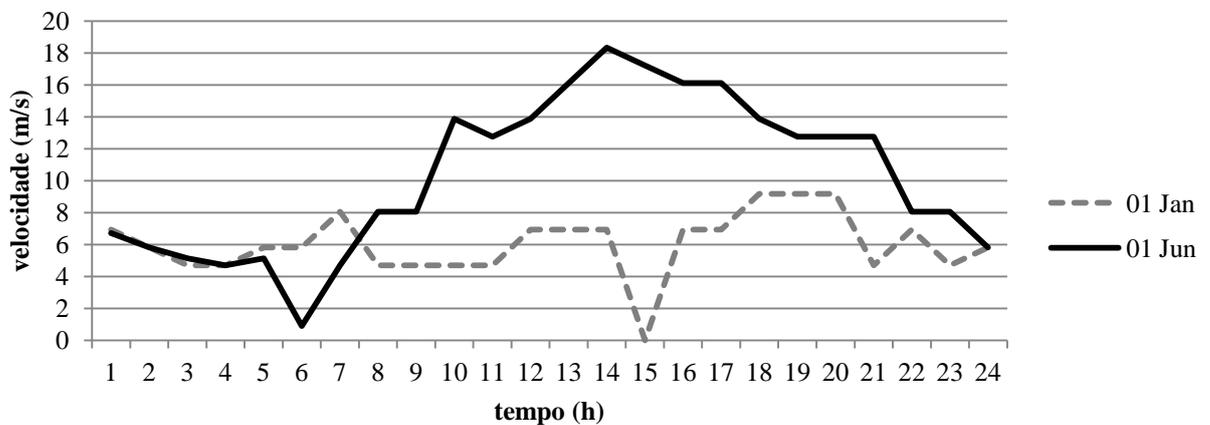
Figura 19. Curva de potência do gerador eólico utilizado para microgeração.



Fonte: Autor.

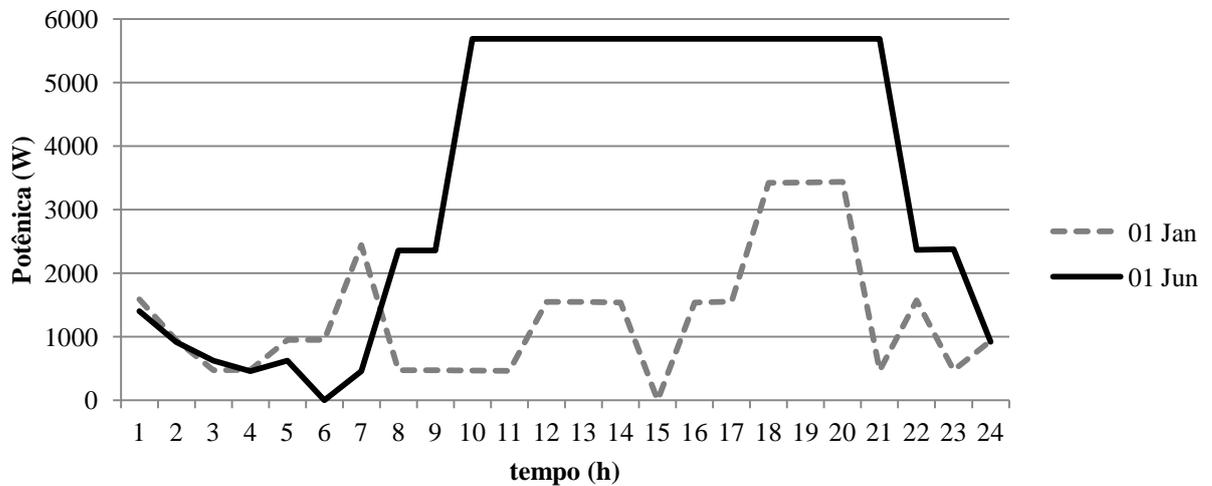
Foram utilizados os mesmos dias das simulações comparativas dos painéis solares, dias 1° de Janeiro e 1° de Junho, como exemplo de dias com baixas velocidades e com velocidades moderadas de vento, respectivamente, como pode ser observado na Figura 20. Na Figura 21 estão ilustradas as curvas de potência do gerador eólico para estes dois dias.

Figura 20. velocidade dos ventos em 1° de Junho e 1° de Janeiro.



Fonte: Autor.

Figura 21. Curvas de potência do gerador eólico para os dias 1° de Junho e 1° de Janeiro.



Fonte: Autor.

4.6.4 Parcela de Microgeração acrescentada à rede

A proposta é de inserir parcelas de 10%, 20% e 30% do valor da carga máxima consumidora instalada no IEEE37, em energia alternativa solar e eólica, distribuídas entre os pontos consumidores. O sistema original possuía uma carga instalada total fixa de 2457kW, já o sistema modificado, com curvas de demanda de inverno e de verão, possui carga instalada máxima de 3071,25kW observada às 14 horas dos dias de verão. É esta carga instalada máxima, 25% maior que a original, que foi considerada nos cálculos de inserção de MG. A distribuição das microfones entre os pontos consumidores, que esta apresentada no Apêndice A, foi realizada de forma proporcional conforme a carga máxima observada em cada um. Para cada caso de MG inserida no sistema, os dois tipos de microfones, solar e eólica, foram dimensionadas para contribuir com a metade da parcela de MG a ser inserida.

Como as curvas de potência de ambas as fontes são funções das condições meteorológicas num determinado instante, serão considerados os valores de pico da geração para um dia de alto fluxo solar e de fortes ventos, no dimensionamento da potência a ser instalada nos pontos consumidores. O dia 1° de Junho, utilizado para as medições anteriores das características das tensões nos nós com cargas variáveis, continuará sendo o dia base para os novos cálculos. No Quadro 6, seguem os dimensionamentos de potência e o número de

microfontes, eólica e solar, a serem introduzidas no sistema de distribuição para 10%, 20% e 30% de MG.

Quadro 6. Dimensionamento das microfontes eólica e solar para os três casos de MG inseridos.

Carga Máxima Consumidora	3071,25 kW		
Porcentagem da Carga Máxima Consumidora	10% (307,1kW)	20% (614,25kW)	30% (921,37kW)
Módulos Geradores solares com 14 m ² de painéis (unidades)	74	148	222
Área total dos painéis (m ²)	1026	2072	3108
Geradores eólicos (unidades)	27	53	79

4.7 RESULTADOS

Aplicadas as microfontes no sistema de distribuição, foram calculados os fluxos de potência a fim de quantificar as alterações observadas. Nos itens seguintes estão apresentados os dados obtidos para cada situação simulada.

4.7.1 Comparação do desempenho das Microfontes entre Inverno e Verão

No Quadro 7 seguem os valores totais das potências máximas fornecidas pelas microfontes eólica e solar, às 12h dos dias 1° de Junho (verão) e 1° de Janeiro (inverno), inseridos no sistema de distribuição, e o percentual de MG calculado. Os cálculos foram adquiridos às 12h por este ser o período de maior produção de energia solar e eólica para o dia de verão analisado. A mesma relação não é observada no dia de inverno em que os ventos às 12h não são os mais intensos observados ao longo do dia. Mesmo assim estes dados fornecem uma boa comparação entre as variações de potência fornecida pelas microfontes em relação às mudanças meteorológicas. Pode ser observado que o fornecimento de energia das microfontes cai em menos da metade para os dois dias analisados.

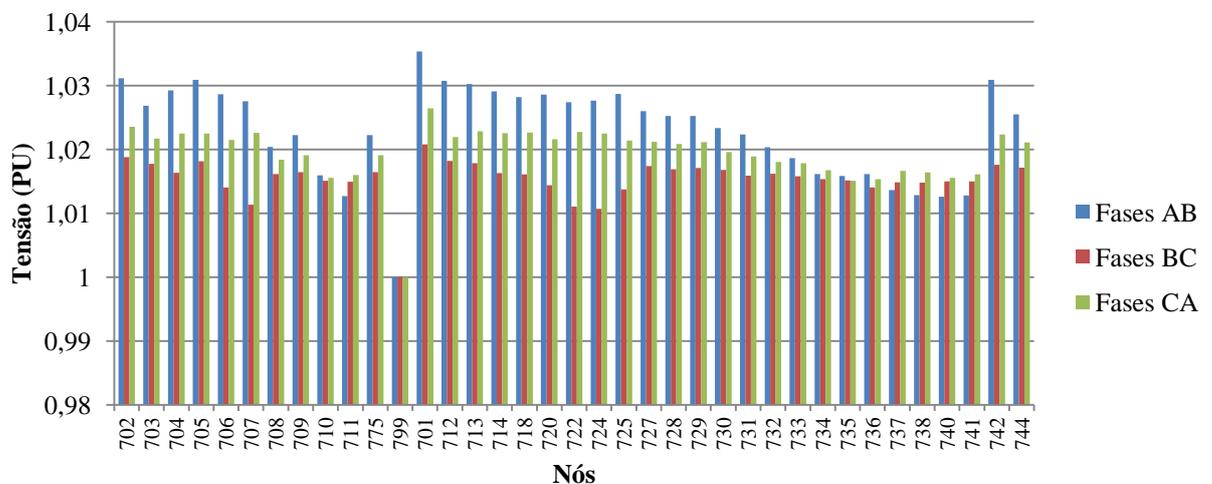
Quadro 7. Comparativo do desempenho das Microfontes.

verão - 1º de Junho às 12h			
	10% de MG	20% de MG	30% de MG
Potência Máxima solar (kW)	153,01	306,02	449,43
Potência Máxima eólica (kW)	153,34	301,36	459,03
Potência Máxima total (kW)	306,35	607,38	908,47
Percentagem de MG obtida	9,97	19,77	29,58
inverno - 1º de Janeiro às 12h			
	10% de MG	20% de MG	30% de MG
Potência Máxima solar (kW)	103,72	207,44	302,75
Potência Máxima eólica (kW)	41,71	81,88	122,05
Potência Máxima total (kW)	145,43	289,32	424,79
Percentagem de MG obtida	4,74	11,77	13,83

4.7.2 Desempenho do IEEE37 quanto às tensões nos nós

Na análise das tensões dos nós em pu, como nas apresentadas na Figura 12, foram pouco significativos os acréscimos de tensão observados. Em virtude disso, estão apresentadas na Figura 22 as tensões calculadas apenas para o caso de inserção de 30% de MG. Neste caso os acréscimos médios de tensão foram de 0,88% para as tensões calculadas entre as fases A e B, 0,81% entre as fases B e C e de 0,98% entre as fases C e A.

Figura 22. Tensões nos nós para 30% de MG em 1º de Junho às 14h.



Fonte: Autor.

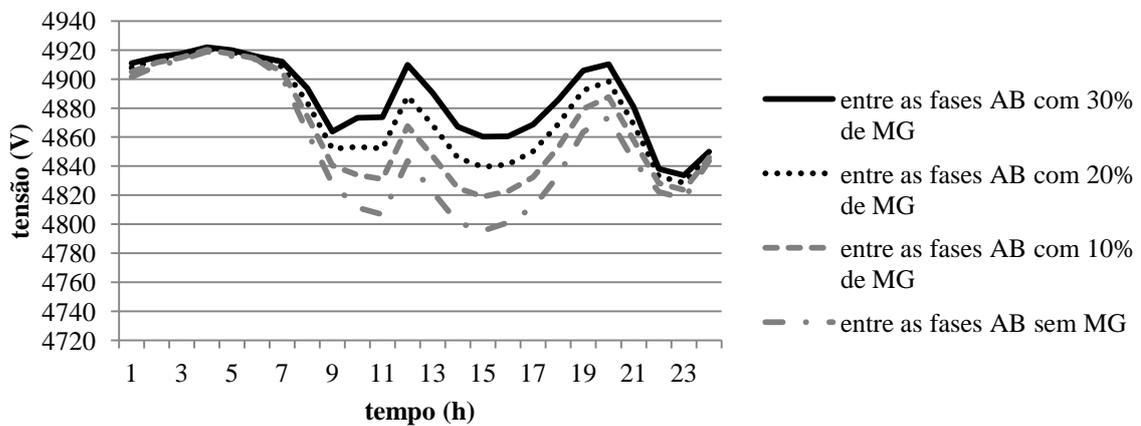
Outra mudança foi que as diferenças entre as tensões máximas e mínimas observadas para as tensões entre fases AB, BC e CA foram menores comparando o caso com 30% de MG e o caso sem MG, o que indica a melhora no balanço entre as fases. Os valores comparativos das diferenças observadas nestes dois casos podem ser vistos no Quadro 8. É importante salientar que estes cálculos para as diferenças máximas observadas não incluíram o nó 799 que é referente à tensão do regulador que apresenta sempre o valor de 1 pu.

Quadro 8. Diferenças observadas entre as tensões máximas e mínimas.

	AB(pu)	BC(pu)	CA(pu)
0% MG	0,033107	0,015475	0,021617
30% MG	0,022744	0,010099	0,011331

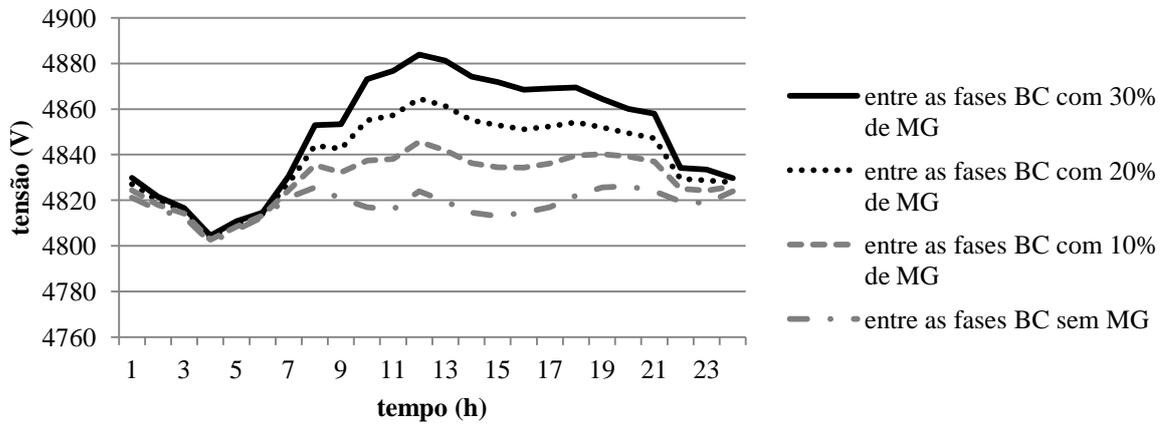
As mudanças observadas quanto às tensões dos nós são mais bem notadas nos cálculos que mostram o desempenho ao longo de um dia, com as tensões representadas em seus valores nominais. Na Figura 23, Figura 24 e na Figura 25, são apresentadas as tensões no nó 740, distante do regulador, ao longo do dia 1º de Junho. São observados os aumentos nos níveis de tensão para os períodos de maior demanda.

Figura 23. Tensões no nó 740 entre as fases A e B no dia 1º de Junho.



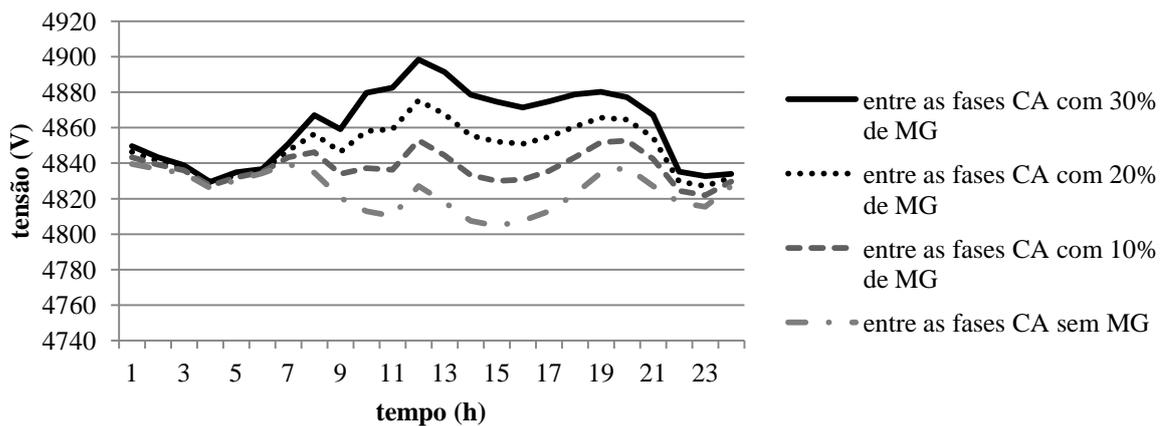
Fonte: Autor.

Figura 24. Tensões no nó 740 entre as fases B e C no dia 1° de Junho.



Fonte: Autor.

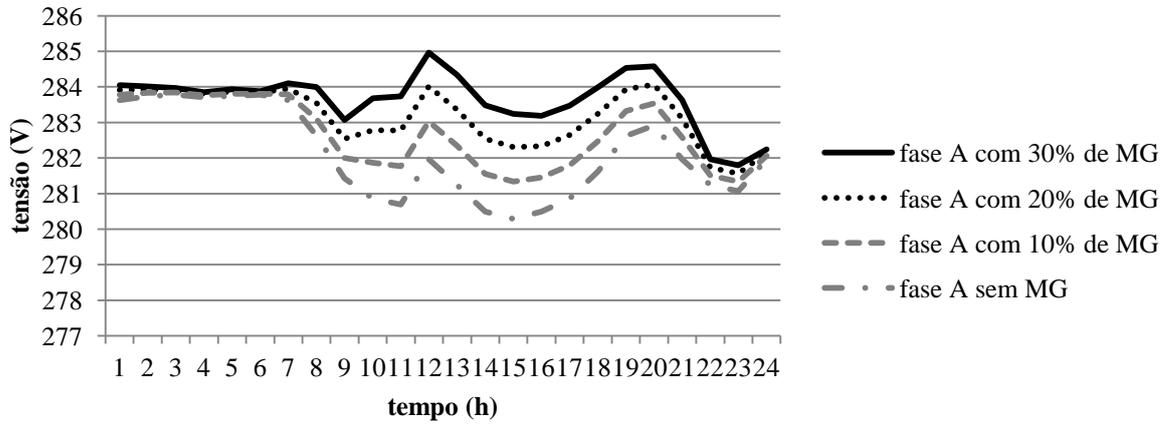
Figura 25. Tensões no nó 740 entre as fases C e A no dia 1° de Junho.



Fonte: Autor.

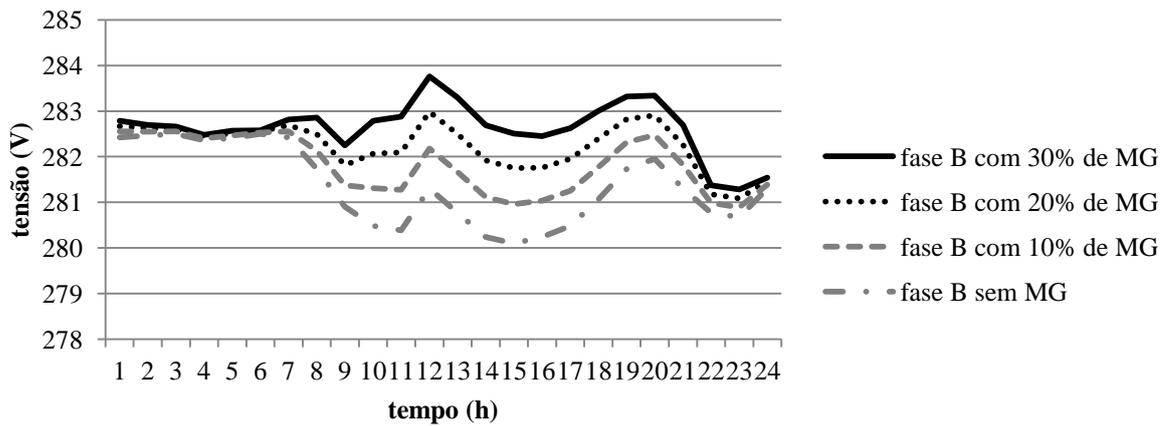
Na próxima análise estão os cálculos realizados para o nó 775, localizado após o transformador rebaixador (XFM-1), com tensão nominal no secundário de 480V trifásica e, portanto, em torno de 277V por fase. Na Figura 26, Figura 27 e na Figura 28, estão ilustradas as tensões para cada fase no dia 1° de Junho, nas quais se observa novamente o aumento dos níveis de tensão para os períodos de maior demanda.

Figura 26. Tensões no nó 775 para a fase A no dia 1° de Junho.



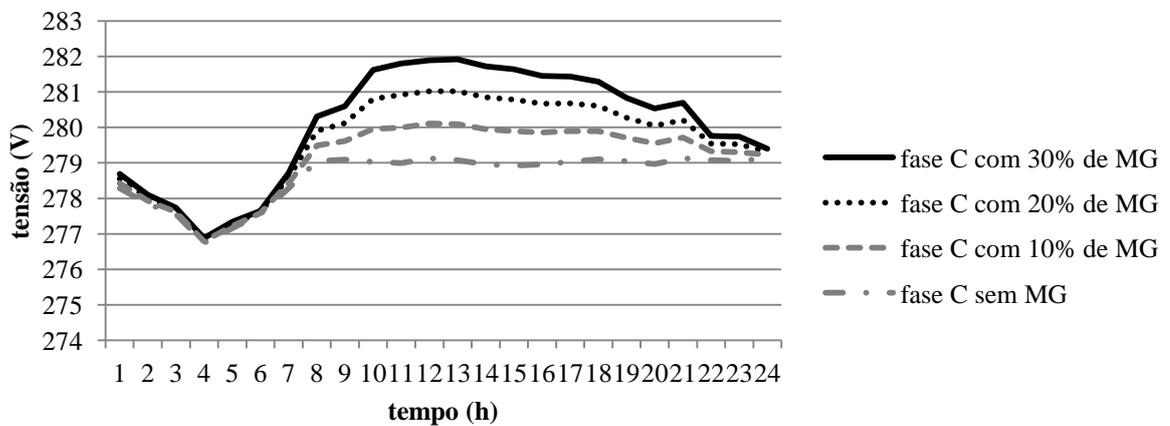
Fonte: Autor.

Figura 27. Tensões no nó 775 para a fase B no dia 1° de Junho.



Fonte: Autor.

Figura 28. Tensões no nó 775 para a fase C no dia 1° de Junho.



Fonte: Autor.

4.7.3 Análise quanto à Demanda e às Perdas

Para análise de desempenho quanto ao consumo de potência, o sistema foi simulado durante o período de um ano. Assim foi possível quantizar as diferenças quanto à demanda, perdas e participação das microfontes para cada percentagem de MG introduzida. Nos valores apresentados no Quadro 9 estão apresentados, a potência fornecida pela subestação, as perdas calculadas para todas as linhas do IEEE37, assim como as reduções observadas na demanda e nas perdas de potência. Também estão apresentados no Quadro 9, a geração total das microfontes ao longo de um ano e as suas respectivas percentagens com relação à potência fornecida para cada caso.

Quadro 9. Demandas e Perdas de potência acumuladas em um ano, para as situações simuladas.

% GD	Energia Demandada da Subestação	Perdas nas Linhas	Redução na Demanda de Energia (%)	Redução nas Perdas (%)	Geração das Microfontes	Participação das Microfontes (%)
0	20,74GWh	397MWh	0	0	0	0
10	19,80GWh	356MWh	4,53	10,33	0,92GWh	4,65
20	18,89GWh	325MWh	8,92	18,14	1,82GWh	9,63
30	17,98GWh	297MWh	13,31	25,19	2,71GWh	15,07

A análise dos dados do Quadro 9 evidencia que a maior vantagem da inserção de MG no sistema de distribuição é com respeito à redução das perdas nas linhas, e que a participação da microgeração utilizada, neste trabalho, fica bastante reduzida tomando como base a potência fornecida em watt-hora ao longo de um ano com todas as variações climáticas envolvidas.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho de diplomação apresentou uma revisão teórica, das principais definições envolvidas na aplicação de fontes geradoras de pequeno porte num sistema de distribuição, e uma breve descrição das normas existentes no Brasil para a inserção de microgeração. Um estudo de caso também foi realizado, utilizando um sistema de distribuição exemplo, a fim de avaliar as alterações quanto ao fluxo de potência nesse sistema.

Quanto aos resultados obtidos, na aplicação de 25% de carga a mais para a curva de demanda de verão, não foi observado um decaimento de tensão significativo nas tensões dos nós. Principalmente porque a maior carga do sistema, carga 701, está localizada logo na linha de saída do regulador, nó 799, o que garante o controle da tensão nessa carga e faz com que o pequeno acréscimo de carga nos outros pontos tenha pouca influência para o rebaixamento de tensão. Observou-se que apenas as cargas 738, 740 e 741 nas tensões medidas entre as fases A e B apresentaram tensões menores que 1 pu.

A característica fundamental do sistema de distribuição simulado é a dependência das microfuentes utilizadas com os fatores climáticos, uma vez que foram utilizados apenas geradores eólicos e solares. Foi observada uma redução pela metade da participação das microfuentes na comparação do verão com o período analisado de inverno.

Quanto à análise realizada para as tensões nos nós, foi constatado um pequeno aumento percentual de em torno de 0,9% em pu. Também se observou que as tensões nos nós se tornaram mais balanceadas com a inserção de GD, que foi realizada igualmente entre as três fases, tanto para as microfuentes eólicas quanto para as microfuentes solares. Nos cálculos das tensões nos nós 740 e 775 ficou evidente o acréscimo nas tensões nos períodos em que as microfuentes forneciam energia ao sistema.

Por último, uma análise do desempenho anual do sistema foi realizada. Ao longo de um ano as reduções de demanda da subestação foram de 4,53% para 10% de MG, 8,92% para 20% de MG e de 13,31% para 30% de MG. Também foram calculadas as perdas de potência acumuladas nas três fases para o período de um ano. Foram medidos 10,33% de redução nas perdas para 10% de MG, 18,14% para 20% de MG e 25,19% para 30% de MG. Desta forma, é possível constatar que os resultados mais significativos são quanto à redução nas perdas de potência com a inserção de MG.

A modelagem de sistemas mais completos com vários perfis de carga, e a avaliação da melhora da confiabilidade, são assuntos que podem ser introduzidos em trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS

WWDR. **United Nations World Water Development Report**. 2014. Disponível em www.ecodebate.com.br. Acesso em 22 de maio de 2014.

ABRACEEL, **Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia**. 2014. Disponível em http://www.abraceel.com.br/zpublisher/materias/clipping_txt.asp?id=173146. Acesso em 24 de maio de 2014.

CHOWDHURY S.; CHOWDHURY S. P.; CROSSLEY P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. Londres:Athenaeum, 2009. cap.1, pg. 1-12, pg. 48-72, pg191-227.

EPE- Nota técnica DEA 22/12 – **Projeção da Demanda de Energia Elétrica (2013-2022)**. Disponível em www.epe.gov.br. Acesso em 23 de maio de 2014.

E. KREMERS, P. VIEJO; O. BARAMBONES; J. GONZALES. **A Complex Systems Modeling Approach for Decentralized Simulation of Electrical Microgrids**. Karlsruhe, 2010.

RESE, LEONARDO; **Modelagem, Análise de Estabilidade e Controle de Microrredes de Energia Elétrica**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

ENA, 2011.; **Energy Network Association**. Disponível em: <http://www.energynetworks.org/electricity/engineering/distributed-generation/distributed-generation.html>. Acesso em 03 de Junho de 2014.

IEEE-SA, 2014.; **IEEE Stantard Association**. Disponível em: http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547_index.html. Acesso em 03 de Junho de 2014.

INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMISSION. **IEC 61850**. Power Utility Automation. Disponível em <http://www.iec.ch/smartgrid/standards/>. Acesso em 15 de maio de 2014.

LUCIAN MIHET-POPA; VOICU GROZA (2011). **Modeling and Simulation of a 12 MW Active-Stall Constant-Speed Wind Farm, Wind Farm - Impact in Power System and Alternatives to Improve the Integration**, Dr. Gastàn Orlando Suvire (Ed.), ISBN: 978-953-

307-467-2, InTech, DOI: 10.5772/17397. Disponível em: <http://www.intechopen.com/books/wind-farm-impact-in-power-system-and-alternatives-to-improve-the-integration/modeling-and-simulation-of-a-12-mw-active-stall-constant-speed-wind-farm>. Acessado em 01 de Junho de 2014.

GREGORY W. MASSEY. **Essentials of Distributed Generation Systems**. Sudbury: Jones and Barllet Publishers. 2009. Cap 1.

N.W.A LIDULA, A.D. RAJAPAKSE. **Microgrid Research: A review of experimental microgrids and test systems**. 2010.

ANEEL, 2012; Resolução Normativa N°482. 17 de Abril de 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 03 de Junho de 2014.

ANEEL, 2005.; **Tarifas de Fornecimento de Energia, Cadernos Temáticos ANEEL 4**. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em 03 de Junho de 2014.

W.H. Kersting. **Distribution System Modeling and Analysis**. Boca Raton: CRC Press.2007.

IEEE PES, **IEEE Power And Energy Society, IEEE PES Distribution Test Feeders Working Group**. 2010. Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>. Acesso em: 16 de fevereiro de 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, ONS. **Consolidação da Previsão de Carga – Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo**. PEL 2009-2010. Disponível em: http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_relatorios_anuais.aspx. Acesso em 3 de Março de 2014.

PREFEITURA DE PORTO ALEGRE, 2014. Disponível em: http://www2.portoalegre.rs.gov.br/spm/default.php?reg=62&p_secao=131. Acesso em 03 de Junho de 2014.

GridLAB-D *software*. Disponível em: www.gridlabd.org. Acesso em 15 de fevereiro de 2014.

Chapman Stephen J.; **Electric Machinery Fundamentals**. 2nd ed. 1991. Cap. 2, pg. 63-72.

APÊNDICE A – Microgeradores aplicados a cada carga

Estimativa de característica do imóvel em função da carga instalada. O nó 701 pode ser considerado um centro comercial e os demais nós podem ser considerados condomínios horizontais ou edifícios. As unidades de geradores solares correspondem aos módulos com 14m² de área cada.

Quadro A1. Relação de residências estimadas por nó e do número de microfones para cada percentagem de MG.

Nó	Carga Máx.(kW)	Quant.	Tipo	10% de MG		20% de MG		30% de MG	
				Ger. eólicos	Ger. solares	Ger. eólicos	Ger. solares	Ger. eólicos	Ger. solares
701	787,5	1	centro comercial	2	5	3	10	4	12
712	106,25	159	residências	0	2	1	8	3	10
713	106,25	159	residências	0	2	1	8	3	10
714	47,5	71	residências	1	2	2	3	2	6
718	106,25	159	residências	1	4	2	6	3	10
720	106,25	159	residências	1	4	2	6	3	10
722	201,25	300	residências	2	5	3	8	6	14
724	52,5	78	residências	1	3	2	3	2	6
725	52,5	78	residências	1	2	2	3	2	6
727	52,5	78	residências	1	2	2	3	2	6
728	157,5	235	residências	2	4	3	8	5	12
729	52,5	78	residências	1	2	1	4	2	6
730	106,25	159	residências	1	3	3	8	3	10
731	106,25	159	residências	1	3	3	8	3	10
732	52,5	78	residências	1	2	1	4	2	6
733	106,25	159	residências	1	3	3	8	4	10
734	52,5	78	residências	1	2	1	4	2	6
735	106,25	159	residências	2	3	3	6	4	10
736	52,5	78	residências	1	2	1	4	2	6
737	175	261	residências	2	5	3	8	6	12
738	157,5	235	residências	2	4	3	8	5	12
740	106,25	159	residências	1	3	3	6	3	10
741	52,5	78	residências	1	2	1	4	2	6
742	116,25	174	residências	0	3	3	6	4	10
744	52,5	78	residências	0	2	1	4	2	6
Total	3071,25	3409	residências	27	74	53	148	79	222

APÊNDICE B – Tensões do IEEE 37 nós obtidas com o GridLAB-D

Quadro B1. Valores de tensão calculados para cada nó.

NÓ	MAG.	ÂNGULO	MAG.	ÂNGULO	MAG.	ÂNGULO
	A-B		B-C		C-A	
799	1	0	1	-120	1	120
701	1,031715	-0,07501	1,014428	-120,389	1,018323	120,6116
702	1,024772	-0,13495	1,008826	-120,581	1,010034	120,4272
703	1,017811	-0,1718	1,005024	-120,701	1,003374	120,1975
727	1,016691	-0,15329	1,004396	-120,689	1,002408	120,1891
744	1,015987	-0,15405	1,00402	-120,681	1,002004	120,1766
728	1,015603	-0,15006	1,003655	-120,678	1,001617	120,1796
729	1,015635	-0,15076	1,003966	-120,672	1,001892	120,1682
730	1,012717	-0,11582	1,002115	-120,730	0,998086	120,1057
709	1,01111	-0,1039	1,001202	-120,732	0,996625	120,0769
708	1,008651	-0,07435	1,000199	-120,733	0,994432	120,0193
732	1,008567	-0,06331	1,000074	-120,743	0,994015	120,0224
733	1,006261	-0,05033	0,999245	-120,728	0,992483	119,9628
734	1,002877	-0,00535	0,997765	-120,737	0,989242	119,8859
710	1,002377	0,01719	0,996715	-120,764	0,98774	119,9123
735	1,002269	0,031053	0,996564	-120,776	0,987211	119,9155
736	1,00184	-0,01602	0,995113	-120,748	0,987425	119,9572
737	0,99956	0,022516	0,996816	-120,708	0,987145	119,7956
738	0,998438	0,041864	0,996437	-120,713	0,986042	119,7656
711	0,998167	0,063234	0,996257	-120,737	0,985128	119,7597
740	0,998059	0,077214	0,996103	-120,749	0,984597	119,7628
741	0,998078	0,070353	0,996195	-120,745	0,984826	119,758
731	1,010904	-0,12338	1,000349	-120,735	0,99636	120,0981
775	1,01111	-0,1039	1,001202	-120,732	0,996625	120,0769
705	1,024128	-0,1287	1,007498	-120,594	1,00876	120,4585
712	1,023996	-0,11285	1,007318	-120,609	1,008138	120,4621
742	1,023787	-0,14485	1,006672	-120,586	1,008569	120,4787
713	1,023409	-0,14307	1,006956	-120,602	1,008231	120,4391
704	1,021675	-0,17233	1,004402	-120,612	1,006403	120,4613
714	1,021413	-0,1714	1,004309	-120,605	1,006319	120,4568
718	1,020073	-0,16061	1,004088	-120,570	1,005905	120,425
720	1,020467	-0,20646	1,00108	-120,659	1,003985	120,5274
706	1,020359	-0,21598	1,000652	-120,660	1,003859	120,5382
725	1,020241	-0,22318	1,0003	-120,657	1,003791	120,5479
707	1,018693	-0,2946	0,995892	-120,628	1,002411	120,6695
722	1,01851	-0,30304	0,995364	-120,625	1,002236	120,6839
724	1,018376	-0,31414	0,99494	-120,618	1,002229	120,6959

ANEXO A – Tensões do IEEE 37 nós fornecidas pelo IEEE

--- V O L T A G E P R O F I L E ---- DATE: 6-24-2004 AT 16:23:24 HOURS ---

SUBSTATION: IEEE 37; FEEDER: IEEE 37

NODE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	mi.to SR

	A-B		B-C		C-A		
_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	
799	1.0000	at .00	1.0000	at -120.00	1.0000	at 120.00	.000
701	1.0317	at -.08	1.0144	at -120.39	1.0183	at 120.61	.351
702	1.0248	at -.14	1.0088	at -120.58	1.0101	at 120.43	.532
703	1.0178	at -.17	1.0051	at -120.70	1.0034	at 120.20	.782
727	1.0167	at -.16	1.0044	at -120.69	1.0025	at 120.19	.828
744	1.0160	at -.16	1.0041	at -120.68	1.0021	at 120.17	.881
728	1.0156	at -.15	1.0037	at -120.68	1.0017	at 120.18	.919
729	1.0157	at -.15	1.0040	at -120.67	1.0019	at 120.17	.934
730	1.0127	at -.12	1.0021	at -120.73	.9981	at 120.10	.896
709	1.0111	at -.11	1.0012	at -120.73	.9967	at 120.07	.934
708	1.0087	at -.08	1.0002	at -120.73	.9945	at 120.02	.995
732	1.0086	at -.07	1.0001	at -120.74	.9941	at 120.02	1.055
733	1.0063	at -.05	.9993	at -120.73	.9925	at 119.96	1.055
734	1.0029	at -.01	.9978	at -120.74	.9893	at 119.88	1.161
710	1.0024	at .01	.9968	at -120.77	.9878	at 119.91	1.260
735	1.0023	at .03	.9966	at -120.78	.9873	at 119.91	1.298
736	1.0019	at -.02	.9951	at -120.75	.9875	at 119.95	1.502
737	.9996	at .02	.9969	at -120.71	.9872	at 119.79	1.282
738	.9985	at .04	.9965	at -120.71	.9861	at 119.76	1.358
711	.9982	at .06	.9963	at -120.74	.9852	at 119.76	1.434
740	.9981	at .07	.9961	at -120.75	.9847	at 119.76	1.472
741	.9981	at .07	.9962	at -120.75	.9849	at 119.76	1.510
731	1.0109	at -.13	1.0004	at -120.74	.9964	at 120.10	1.048
775	1.0111	at -.11	1.0012	at -120.73	.9967	at 120.07	.934
705	1.0241	at -.13	1.0075	at -120.59	1.0088	at 120.46	.608
712	1.0240	at -.11	1.0073	at -120.61	1.0082	at 120.46	.654
742	1.0238	at -.15	1.0067	at -120.59	1.0086	at 120.48	.669
713	1.0234	at -.15	1.0070	at -120.60	1.0083	at 120.44	.601
704	1.0217	at -.17	1.0044	at -120.61	1.0065	at 120.46	.699
714	1.0214	at -.17	1.0043	at -120.60	1.0064	at 120.46	.714
718	1.0201	at -.16	1.0041	at -120.57	1.0060	at 120.42	.813
720	1.0205	at -.21	1.0011	at -120.66	1.0041	at 120.53	.851
706	1.0204	at -.22	1.0007	at -120.66	1.0039	at 120.54	.964
725	1.0202	at -.23	1.0003	at -120.65	1.0039	at 120.55	1.017
707	1.0187	at -.30	.9959	at -120.62	1.0025	at 120.67	1.025
722	1.0185	at -.30	.9954	at -120.62	1.0023	at 120.68	1.048
724	1.0184	at -.32	.9950	at -120.61	1.0023	at 120.69	1.169

ANEXO B – Dados do IEEE 37 nós

Quadro B2. Configurações e comprimentos dos cabos.

Line Segment Data			
Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
701	702	960	722
702	705	400	724
702	713	360	723
702	703	1320	722
703	727	240	724
703	730	600	723
704	714	80	724
704	720	800	723
705	742	320	724
705	712	240	724
706	725	280	724
707	724	760	724
707	722	120	724
708	733	320	723
708	732	320	724
709	731	600	723
709	708	320	723
710	735	200	724
710	736	1280	724
711	741	400	723
711	740	200	724
713	704	520	723
714	718	520	724
720	707	920	724
720	706	600	723
727	744	280	723
730	709	200	723
733	734	560	723
734	737	640	723
734	710	520	724
737	738	400	723
738	711	400	723
744	728	200	724
744	729	280	724
775	709	0	XFM-1
799	701	1850	721

Quadro B3. Especificações dos cabos subterrâneos.

Underground Cable Configurations (Config.)			
Config.	Phasing	Cable	Spacing ID
721	A B C	1,000,000 AA, CN	515
722	A B C	500,000 AA, CN	515
723	A B C	2/0 AA, CN	515
724	A B C	#2 AA, CN	515

Quadro B4. Especificações do Regulador.

Regulator Data		
Regulator ID:	1	
Line Segment:	799 -701	
Location:	799	
Phases:	A - B -C	
Connection:	AB - CB	
Monitoring Phase:	AB & CB	
Bandwidth:	2.0 volts	
PT Ratio:	40	
Primary CT Rating:	350	
Compensator Settings:	Ph-AB	Ph-CB
R - Setting:	1,5	1,5
X - Setting:	3	3
Voltage Level:	122	122

Quadro B5. Especificações dos transformadores.

Transformer Data					
	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	2.500	230 D	4.8 D	2	8
XFM -1	500	4.8 D	.480 D	0,09	1,81

Quadro B6. Informações quanto às cargas por fase nos nós.

Spot Loads							
Node	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
701	D-PQ	140	70	140	70	350	175
712	D-PQ	0	0	0	0	85	40
713	D-PQ	0	0	0	0	85	40
714	D-I	17	8	21	10	0	0
718	D-Z	85	40	0	0	0	0
720	D-PQ	0	0	0	0	85	40
722	D-I	0	0	140	70	21	10
724	D-Z	0	0	42	21	0	0
725	D-PQ	0	0	42	21	0	0
727	D-PQ	0	0	0	0	42	21
728	D-PQ	42	21	42	21	42	21
729	D-I	42	21	0	0	0	0
730	D-Z	0	0	0	0	85	40
731	D-Z	0	0	85	40	0	0
732	D-PQ	0	0	0	0	42	21
733	D-I	85	40	0	0	0	0
734	D-PQ	0	0	0	0	42	21
735	D-PQ	0	0	0	0	85	40
736	D-Z	0	0	42	21	0	0
737	D-I	140	70	0	0	0	0
738	D-PQ	126	62	0	0	0	0
740	D-PQ	0	0	0	0	85	40
741	D-I	0	0	0	0	42	21
742	D-Z	8	4	85	40	0	0
744	D-PQ	42	21	0	0	0	0
Total		727	357	639	314	1091	530