

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

THAYANE SKORUPA

**ALOCÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA
REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO**

**Bagé
2017**

THAYANE SKORUPA

**ALOCÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA
REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Martín Cruz Rodríguez Paz

THAYANE SKORUPA

**ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA
REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 14 de dezembro, 2017.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Martín Cruz Rodríguez Paz
Orientador
UNIPAMPA

Prof. Dr. Marcelo Romero de Moraes
UNIPAMPA

Prof. Dr. Gustavo Marchesan
UNIPAMPA

S629a Skorupa, Thayane

Alocação Ótima de Geração Distribuída Fotovoltaica para Redução de Perdas de Energia em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica: um Estudo de Caso / Thayane Skorupa.

126 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) --
Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA DE ENERGIA,
2017.

"Orientação: Martín Cruz Rodríguez Paz".

1. Alocação Ótima. 2. Geração Distribuída. 3. Energia Solar Fotovoltaica. I. Título.

Dedico este trabalho a todos que de alguma forma fizeram parte desta minha jornada.

AGRADECIMENTO

A Deus por ter me concedido força e saúde nestes anos de estudo.

A minha família por todo amor e união, por todo o incentivo e apoio. Em especial a minha mãe, Cleonir Conte, que é meu melhor exemplo de pessoa batalhadora, aos meus irmãos por todos os conselhos, companheirismo e por toda a força. Todas as minhas conquistas devo a vocês, vocês foram e ainda são minha base.

Ao meu companheiro e melhor amigo, Matheus Rangel, pelo carinho, pelo amor, pela paciência e principalmente pela compreensão das tantas horas que me fiz ausente para poder completar este trabalho.

Ao meu orientador, Professor Doutor Martín Cruz Rodríguez Paz, pela confiança a mim depositada, pelo aprendizado nos últimos 3 anos e por todo apoio, pela amizade e por todo o trabalho que conseguimos desenvolver sob a tua orientação. Muito mais do que um orientador se tornou exemplo de pessoa, prezando sempre a ética, respeito e humildade.

Aos meus colegas do Laboratório de Análise de Sistemas Energéticos e Conservação (LASEC), por acreditar nos propósitos e estarem sempre presentes e dispostos a ajudar, pela cooperação, amizade e pelos ótimos momentos convividos juntos. Em especial, Mitiâni Fábrica, pela participação no desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores que de uma forma ou de outra contribuíram para minha formação acadêmica ou pessoal. Em especial aqueles que compreendem a importância da sua profissão e oferecem o melhor de si, muito mais do que professores, vocês se tornam nossos exemplos, amigos, contribuem para formar nosso caráter e auxiliam nas decisões do nosso futuro profissional.

A todos meus colegas que fazem ou fizeram parte da minha trajetória, em especial ao meu colega Mauro Teixeira Lemos Nunes, pelo companheirismo e por todas as duplas formadas por cinco anos, por vezes foi exemplo de seriedade e profissionalismo.

“A mente que se abre a uma nova ideia,
jamais voltará ao seu tamanho original”.

Albert Einstein

RESUMO

Com a atual mudança de cenário regulatório e econômico, assim como a flexibilização do sistema elétrico e ainda a necessidade de proteger cargas contra perturbações na rede está sendo impulsionado o desenvolvimento de sistema com base em novas tecnologias, como a geração distribuída (GD). O presente estudo apresenta a análise dos impactos no perfil de tensão e perdas quando se insere uma nova fonte de Geração Distribuída (GD) no sistema. Para isto, considerou-se um sistema teste no noroeste do estado do Rio Grande do Sul de 80 barras, e alguns cenários de inserção de fontes de Micro e Mini Geração Distribuída. Modelou-se o sistema no software ATP Draw, e a partir dos dados obtidos do sistema radial, escolheram-se cenários distintos para inserir geradores distribuídos e analisar o perfil de tensão e as perdas no sistema. Com os resultados obtidos, o trabalho foi capaz de demonstrar a importância do local ótimo para a diminuição dos impactos, e espera-se de trabalhos futuros analisarem técnicas heurísticas e determinísticas para a alocação ótima de GD.

Palavras-Chave: Alocação Ótima, Geração Distribuída, Energia Solar Fotovoltaica.

ABSTRACT

The current change on regulatory laws and economic scenario, as well as the electrical system flexibility, and the need to protect loads against network disturbances are boosting the development of a system based on new technologies for example distributed generation (DG). The study presents the analysis of the impacts on the voltage profile and losses when a new Distributed Generation (DG) source is inserted into the system. Therefore, was considered a test system in the northwest of the state of Rio Grande do Sul using 80 bus, and some scenarios of insertion of Micro and Mini Distributed Generation. The system was modeled in the ATP Draw software, and from the data obtained from the radial system, different scenarios were chosen to insert distributed generators and to analyze the voltage profile and the losses in the system. Results obtained with this study were able to demonstrate the importance of the optimal location for the reduction of impacts, and for future papers are expected to analyze heuristic and deterministic techniques for the optimal allocation of DG.

Keywords: Optimal Allocation, Distributed Generation, Photovoltaic Solar Energy

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Média anual da radiação solar global horizontal	34
Figura 2: Diagrama esquemático demonstrando o funcionamento de uma célula fotovoltaica	35
Figura 3: Circuito equivalente da célula fotovoltaica	35
Figura 5: Crescimento acumulativo da capacidade global fotovoltaica	37
Figura 6: Projeção da produção por região da energia solar fotovoltaica para 2050	38
Figura 7: Matriz Energética Brasileira	39
Figura 8: Projeção de crescimento da capacidade instalada e custos até 2050	40
Figura 9: Exemplo de análise da viabilidade por distribuidora.....	40
Figura 10: Evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil..	41
Figura 11: Número de conexões por Estados	41
Figura 12: Número de conexões de geração distribuída fotovoltaica	42
Figura 13: Perfil dos consumidores de geração distribuída.....	42
Figura 14: Sistema teste	47
Figura 15: Sistema teste com nós e ramos pré-definidos	48
Figura 16: Caixa de entrada de dados - Bloco LCC	49
Figura 17: Sistema teste modelado no ATP Draw.....	50
Figura 18: Tecnologias que suportam as gerações distribuídas	51
Figura 19: Classificação das tecnologias de geração distribuída segundo o tipo de interface de integração.....	52
Figura 20: Perfil de tensão para o sistema radial	58
Figura 21: Perdas para o sistema radial.....	58
Figura 22: Alocação da GD no nó 35	59
Figura 23: Perfil de tensão para o sistema com GD no nó 35	60
Figura 24: Perdas para o sistema com GD no nó 35	60
Figura 25: Alocação da GD no nó 41	61
Figura 26: Perfil de tensão para o sistema com GD no nó 41	61
Figura 27: Perdas para o sistema com GD no nó 41	62
Figura 28: Alocação da GD no nó 56	62
Figura 29: Perfil de tensão para o sistema com GD no nó 56	63
Figura 30: Perdas para o sistema com GD no nó 56	63

Figura 31: Alocação da GD no nó 77	64
Figura 32: Perfil de tensão para o sistema com GD no nó 77	64
Figura 33: Perdas para o sistema com GD no nó 77	64
Figura 34: Alocação da GD no nó 80	65
Figura 35: Perfil de tensão para o sistema com GD no nó 80	65
Figura 36: Perdas para o sistema com GD no nó 80	66
Figura 37: Alocação das 10 GDs nos menores pontos de tensão para o sistema radial	68
Figura 38: Perfil de tensão para o sistema para o caso 1	69
Figura 39: Perdas para o sistema do caso 1	69
Figura 40: Alocação das 10 GDs nas extremidades do sistema	70
Figura 41: Perfil de tensão do sistema para o segundo caso	70
Figura 42: Perdas do sistema para o segundo caso	71
Figura 43: Alocação das 10 GDs de maneira distribuída no sistema	71
Figura 44: Perfil de tensão do sistema para o terceiro caso	72
Figura 45: Perdas do sistema para o terceiro caso	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Termos e definições simplificadas para variáveis de energia solar	32
Tabela 2: Preços típicos do sistema fotovoltaico em 2013 em diferentes países....	38
Tabela 3: Relação dos empreendimentos em construção e construção não iniciada	39
Tabela 5: Custos de sistemas fotovoltaicos no Brasil de 2012 a 2023.....	40
Tabela 6: Datasheet dos cabos condutores de alumínio nu com alma de aço - ACSR	50
Tabela 7: Principais características do grupo conversor	54
Tabela 8: Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV	56
Tabela 9: Comparação do perfil de tensão para os cinco casos simulados para a alocação da GD.....	66
Tabela 10: Comparação das perdas do sistema para os cinco casos simulados para a alocação da GD.....	67
Tabela 11: Comparação do perfil de tensão para os cinco casos simulados para a alocação da GD.....	73
Tabela 12: Comparação das perdas do sistema para os três casos simulados para a alocação da GD.....	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ABGD – Associação Brasileira de Geração Distribuída
- ACSR – Cabos de Alumínio nu com Alma de Aço (do inglês, *Aluminium Conductor Steel Reinforced*)
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- ATP – Programa de Transitórios Eletromagnéticos Alternativo (do inglês, *Alternative Transients Program*)
- CA – Corrente Alternada
- CC – Corrente Contínua
- CCG – Central Geradora Hidrelétrica
- CGU – Central Geradora Undi-elétrica
- CIGRE – Conferência Internacional sobre Sistemas Elétricos de Alta Tensão (do inglês, *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*)
- CSI – Inversor de Fonte de Corrente (do inglês, *Current Source Inverters*)
- EOL – Central Geradora Eólica
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- EPRI – Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (do inglês, *Electric Power Research Institute*)
- FP – Fator de Potência
- GD – Geração Distribuída
- IEA – Agência Internacional de Energia (do inglês, *International Energy Agency*)
- IEEE – Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (do inglês, *Institute of Electrical and Electronics Engineers*)
- ISE – Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar (do inglês, *Institute for Solar Energy Systems*)
- LCOE – Custo Nivelado de Eletricidade
- MME – Ministério de Minas e Energia
- MVA – Mega Volt-Amperes
- MWh – Mega Watt Hora
- NERC – North American Electric Reliability Corporation
- ONU – Organização das Nações Unidas
- PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PV – célula fotovoltaica (do inglês, *Photovoltaic cell*)

SDEE – Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

SEP – Sistema Elétrico de Potência

TWh – Tera Watt Hora

UFV – Central Geradora Solar Fotovoltaica

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

UTN – Usina Termonuclear

VSI – Inversor de Fonte de Tensão (do inglês, *Voltage Souce Inverters*)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	Objetivos e Contribuições.....	19
1.2	Estruturas de Trabalho.....	19
2	CONCEITOS GERAIS E CONTRIBUIÇÕES.....	21
2.1	Sistema Elétrico de Potência	21
2.2	Geração Distribuída.....	23
2.2.1	Legislação da Geração Distribuída	28
2.3	Energia Solar Fotovoltaica.....	31
2.3.1	Funcionamento da Energia Solar Fotovoltaica	32
2.3.2	Panorama da Energia Solar Fotovoltaica	37
2.4	Alocação da Geração Distribuída.....	43
2.5	Perdas no Sistema.....	44
3	MODELAGEM DO SISTEMA	46
3.1	Sistema Teste.....	46
3.2	Modelagem da Geração Distribuída	51
3.3	Projeto Fotovoltaico	52
3.3.1	Cenário 1 – Geração Distribuída de até 75 kW	54
3.3.2	Cenário 2 – Geração Distribuída de até 5 MW	55
3.4	Cálculo do Fluxo de Potência.....	55
3.5	Qualidade de Tensão.....	55
3.6	Perdas no Sistema.....	56
4	APRESENTAÇÃO DA PESQUISA E ANÁLISE DE RESULTADOS.....	57
4.1	Sistema Radial	57
4.2	Sistema com Geração Distribuída de 5 MW	59
4.2.1	Caso 1 – GD no nó 35	59
4.2.2	Caso 2 – GD no nó 41	60
4.2.3	Caso 3 – GD no nó 56	62
4.2.4	Caso 4 – GD no nó 77	63
4.2.5	Caso 5 – GD no nó 80	65
4.2.6	Comparação dos Cinco Casos	66
4.3	Sistema com Geração Distribuída de 75 kW	68
4.3.1	Caso 1 – GDs no Nós de Menores Níveis de Tensão.....	68

4.3.2 Caso 2 – GD nas Extremidades do Sistema	70
4.3.3 Caso 3 – GD Distribuídas no Sistema	71
4.3.4 Comparação dos Três Casos.....	72
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	75
REFERÊNCIAS	76
APÊNDICES	84
ANEXOS.....	118

1 INTRODUÇÃO

A energia está presente em todas as atividades praticadas pelos seres humanos, em constante crescimento, tem sido correlacionada com diversos índices socioeconômicos (Baldan, 2016; EPE, 2014; Goldemberg, 1998; Lima, 2013; Simabukulo, 2017). Dentre os diversos temas das Assembleias Gerais da Organização das Nações Unidas (ONU), desde sua fundação em 1945, pode-se apontar a energia como um dos principais temas discutido, seu crescimento constante, impactos socioambientais e o desenvolvimento associado.

Em 1980 a geração de energia mundial era cerca de 8 TWh, oriunda principalmente da geração de energia por resíduos sólidos (69,6%) e hidrelétricas (21,5%) (Morais, 2015). Já em 2012 o consumo cresceu para 215 TWh, aproximadamente 270% em 32 anos, e o cenário por fonte alterou-se para 67,3% de combustíveis fósseis, 16,9% hidrelétricas, 10,8% nuclear e 5% outras renováveis. Espera-se que até 2020 o crescimento alcance 685 TWh e em 2050 chegue a 1.624 TWh desenvolvendo-se principalmente a parcela referente as energias renováveis, tais como a eólica, biomassa e solar, apontando um alcance de 30% da matriz energética brasileira para estas três fontes (EPE, 2014).

Considerando este contexto de crescimento acelerado do consumo, a preocupação com sustentabilidade e ainda as limitações de expansão da infraestrutura de geração fazem com que se torne cada vez mais frequente o uso da Geração Distribuída (GD), aproveitando dos seus conceitos e aplicações (EPE, 2015; Grabolle, 2010).

A GD é uma expressão utilizada para designar fontes de geração de energia próximas aos centros de consumo. Na literatura (Ackermann et al., 2001; El-Khattam and Salama, 2004; Pepermans et al., 2003) ainda existem divergências quanto a correta definição do termo “Geração Distribuída”. Alguns países definem baseado no nível de tensão, outros partem do princípio que é a geração conectada a circuitos nos quais as cargas dos consumidores são supridas diretamente. No Brasil o decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, definiu a GD como:

[...] Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados

pelo Art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador [...]

A grande vantagem sobre a geração centralizada é a economia de investimentos em transmissão e redução das perdas nestes sistemas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica, e como desvantagem pode-se citar o impacto causado pela alteração de toda a concepção do sistema (NERC, 2011).

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) compreende a geração, a transmissão e distribuição da energia. Com o constante aumento do consumo energético, a expansão do SEP é previamente planejada através de diagnósticos de desempenho sob critérios básicos, tais como a queda de tensão, perdas elétricas, carregamentos de equipamentos e redes de distribuição, etc.

Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) tradicionalmente eram projetados como redes em malha operando em subsistemas formados por alimentadores radiais. Com a inserção das GDs, o fluxo de energia no SDEE altera a disposição tradicional de apenas um sentido, para um sistema malhado, alterando toda a estrutura previamente planejada nos SDEE.

Diante dessa nova realidade, vêm surgindo novas pesquisas quanto ao uso da GD, suas vantagens e impactos (Ackermann, 2001; Deepa, 2015; Dias, 2005; NERC, 2011). Podem-se citar alguns fatores que influenciam os impactos no SEP, tais como a fonte geradora, o nível de penetração da GD no sistema, a localização da fonte geradora, entre outros.

Localizar o ponto ótimo da geração distribuída é importante para obter o seu potencial máximo de benefícios, como por exemplo, estudos indicam que o posicionamento ótimo da GD pode vir a contribuir para a redução das perdas e ao melhoramento do perfil de tensão nos sistemas de energia (Herbadji, 2015; Kanwar, 2015).

Desta maneira a utilização da geração distribuída trás diversos benefícios para o sistema de distribuição e para o sistema elétrico de potência, neste projeto objetiva-se a redução das perdas.

Neste contexto, este estudo objetiva determinar um local ótimo de maneira exemplificativa para a alocação de geradores distribuídos nos alimentadores do SDEE do noroeste do estado do Rio Grande do Sul.

Para isto, a partir da análise do sistema radial, propõe-se dois cenários de estudo. O primeiro parte do princípio da alocação de grande potência instalada, mas em poucas quantidades de GDs, como por exemplo, uma Usina Fotovoltaica de até 5 MW. O segundo cenário parte de bastantes GDs, mas com pouca potência instalada, representando a modalidade da geração mais usual pelos consumidores, ou seja, sistemas residenciais ou comerciais de até 75 kW.

Para cada cenário propõem-se diversos casos, analisando através do cálculo do fluxo de potência, a qualidade de tensão e as perdas do sistema. Com base na análise dos resultados determina o melhor local para a redução dos impactos da inserção da geração distribuída fotovoltaica.

1.1 Objetivos e Contribuições

Este ponto ótimo se refere ao fato de que alimentadores podem ser passíveis de receber uma fonte em vários pontos, assim o projeto pretende determinar de forma exemplificativa o ponto ótimo de instalação dessa fonte de energia, com o objetivo principal de diminuir as perdas no sistema.

Como objetivos específicos definem-se:

- a) Análise da projeção da geração distribuída na perspectiva de 2050;
- b) Escolha da metodologia e programa a ser usado para a modelagem do sistema;
- c) Modelagem e validação do sistema teste de 80 barras, neste caso os alimentadores do sistema de distribuição de energia elétrica do noroeste do estado do Rio Grande do Sul;
- d) Modelagem e escolha dos parâmetros da geração distribuída para dois cenários distintos: micro e mini geração distribuída;
- e) Cálculo do fluxo de carga e análise de das tensões e perdas em todos os nós do sistema;
- f) Comparação dos impactos para os dois cenários propostos;
- g) Encontrar o ponto ótimo para a alocação da GD para os dois cenários.

1.2 Estrutura do Trabalho

A monografia está organizada da seguinte forma:

1. No capítulo 1 é introduzido o problema da alocação da GD e os objetivos do trabalho;
2. No capítulo 2 são apresentados os conceitos básicos para o entendimento da modelagem da Geração Distribuída, realizando uma revisão bibliográfica na literatura relacionada à trabalhos desenvolvidos anteriormente;
3. No capítulo 3 é apresentada a modelagem do sistema e a metodologia a ser adotada na análise dos resultados;
4. No capítulo 4 é apresentado os casos simulados para os dois cenários distintos, e analisado os resultados obtidos;
5. No capítulo 5 é discutido as considerações finais.

Nos Apêndices podem-se encontrar os memoriais descritivos elaborados para os projetos fotovoltaicos e os artigos elaborados com os resultados obtidos.

Por fim, em anexo estão disponíveis os *datasheets* dos painéis e inversores utilizados para a elaboração do projeto fotovoltaico. Além disso, em anexo são apresentados os parâmetros completos do sistema de 80 barras do noroeste do estado do Rio Grande do Sul.

2 CONCEITOS GERAIS E REVISÃO DE LITERATURA

Nesta seção são apresentados os conceitos básicos para o entendimento da modelagem da Geração Distribuída, realizando uma revisão bibliográfica na literatura relacionada à trabalhos desenvolvidos anteriormente.

2.1 Sistema Elétrico de Potência

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é definido como sendo o conjunto de todas as instalações e equipamentos operando de maneira coordenada destinada à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, dentro de certos padrões de qualidade, segurança e custos.

O planejamento e previsão do setor elétrico é algo complexo e peculiar, exigindo técnicas e estudos precisos, envolvendo diversas variáveis, tais como: a energia elétrica não é estocável, logo tudo o que gerar irá ser consumido ou perdido; variação aleatória na demanda; restrições físicas para operação confiável e segura; e tempo de obras.

Estudos apontam que o futuro do setor elétrico é relacionar a integração de sistemas, medição inteligente, geração distribuída, fontes alternativas e FACTS (do inglês, *Flexible AC Transmission Systems*) (Bandeira, 2012).

As privatizações das concessionárias de energia elétrica resultaram em flexibilização e regulamentação, além de observar-se um aumento progressivo das exigências para as concessionárias buscarem excelência nos padrões de qualidade, confiabilidade e continuidade no fornecimento.

Para garantir níveis de tensões, fator de potência adequado, evitar harmônicas e sobretensões em 2009 a ANEEL marcou o início da medição permanente da excelência de energia, publicando o Módulo 5 do PRODIST (ANEEL, 2009).

O fluxo de carga ou fluxo de potência é um estudo de sistemas de potência em condição de regime permanente, trata-se de modelo matemático formado por um conjunto de equações e inequações algébricas, cuja solução permite determinar valores de tensões e potências em cada ponto do sistema em estudo. Esses estudos são usados no planejamento e expansão do sistema (Bansal, 2017).

Técnicas de resoluções de problemas vêm sendo altamente discutido, até meados de 2000, as pesquisas ainda tinham o foco para sistemas fracamente malhados, em 1998 D. Shirmohammadi apresentou um método para solução de fluxo em redes fracamente malhado usando compensação de múltiplas formulações básicas de leis de Kirchoff. O método empregava técnica de compensação *multi-port* e as formulações básicas das leis de Kirchhoff, apresentou excelentes resultados de convergência.

Pelos trabalhos realizados, constata-se que no final dos anos 60, W. F. Tinney apresentou uma resolução do problema de fluxo de potência pelo método Newton-Raphson. Este método virou referência pela convergência rápida e eficiente, para rede malhadas.

Já para redes radiais em 1976 W. H. Kersting e D. L. Mendeve apresentaram uma solução para o problema de fluxo de potência, a técnica apresentada foi o método Ladder usado até hoje.

O método Desacoplado Rápido foi proposto em 1988 por D. Rajcic e A. Bose apresenta uma convergência rápida e eficiente, para compensar a alta relação de resistência reatância nos sistemas de distribuição, propôs modificações provocando dificuldades na convergência.

O método Backward Forward Sweep foi proposto por D. Shimohammadi em 1988, baseado no método Ladder.

Em 1995 C. S. Cheng apresentaram um método de solução de fluxo de potência trifásico para análise em tempo real, buscando pouco esforço computacional. O método usava a matriz de impedância.

Em 2000 foi proposto por P.A.N. Garcia o método de corrente trifásica de injeção (MICT) para o cálculo do fluxo de potência, é um método de Newton, onde as equações são escritas em coordenadas retangulares, resultando na matriz Jacobiana. Em 2001 ele aperfeiçoou o método, e comparou com o Backward Forward.

Esmín, A. (2005) apresenta um problema prático para os sistemas elétricos de potência:

A redução de perdas, que considera como variáveis de controle a geração de potência ativa, nível de tensão de geradores entre outros. Este é um problema de SEP usando técnicas não lineares, uma vez que as formulações são mais complexas e os conjuntos de equações envolvidos não devem ser linearizados.

Em 2006 LR Araujo trás um trabalho comparativo entre dois métodos de solução do fluxo de potência: o MICT e o Backward Forward (FBS). O segundo mostrou-se fácil de implementar e muito rápido para sistemas radiais, no entanto quando as malhas simuladas eram complexas, se mostrou desvantajoso em relação ao MICT, pois o número de iterações necessárias no MICT não aumentava consideravelmente, enquanto o FBS exigiu um número muito maior de iterações.

O problema de expansão é outro exemplo de otimização. O planejamento da expansão do sistema de transmissão começa com as previsões de crescimento do consumo de energia, este planejamento deve ser realizado com o menor custo possível e a solução do problema deve indicar quando (aspecto dinâmico) e onde (aspecto estático) deve ser aplicados os recursos relacionados com a expansão da rede. Este é um problema de otimização de difícil solução, segundo Latorre G. (2003) há várias soluções e geralmente modelado como um problema de programação não linear inteira mista.

Outros exemplos comuns são mostrados por Kagan, N. (2009), que aponta o índice de confiabilidade e o número de chaves manobradas. Assim, pode-se dizer que são inúmeras as funções objetivos da otimização nos sistemas elétricos de potência.

Os métodos clássicos de otimização usados em SEP são: Método de Newton; Direção conjugada; Passo restrito; Programação Linear; Multiplicadores de Lagrange; Programação Não Linear; Método com Penalização e Barreira; entre outros. E os métodos heurísticos modernos inspirados em sistemas biológicos como os algoritmos genéticos; otimização por enxame de partículas; por colônia de formigas; por cultura de bactérias; por colônia da abelhas; entre outros. E há ainda uma área dentro das técnicas de otimização que vem crescendo consideravelmente nos últimos anos que é a inteligência artificial (Kagan, 2009).

Estudos indicam que a necessidade de fornecer energia com qualidade e confiabilidade aceitáveis tenderá a criar um ambiente favorável a geração distribuída (Guerriche et al, 2015; NERC, 2011).

2.2 Geração Distribuída

O sistema de distribuição de energia elétrica era tradicionalmente radial, isto é, o sentido do fluxo de energia acontecia das grandes usinas geradoras para os

consumidores finais. A nova tecnologia que vem sendo usada, denominada Geração Distribuída permite que consumidores produzam energia, desta forma, alternando o fluxo de energia.

A Geração Distribuída refere-se a centrais geradoras de energia elétrica, geralmente com potência máxima delimitada por normativas de acordo com cada país, conectadas diretamente ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), outra definição empregada refere-se a central geradora próxima a carga de consumo. No entanto ainda existem divergências quanto a correta definição do termo “Geração Distribuída” com suas variações em cada local, como por exemplo:

- O Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (EPRI, do inglês *Electric Power Research Institute*) define a GD como “de alguns kW até 50 MW” (Ackermann, 2001);
- A Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês *International Energy Agency*) define a GD como uma usina de geração que atenda a um cliente ou preste suporte a uma rede de distribuição, conectada à rede de tensão na distribuição (IEA, 2002);
- A Conferência Internacional sobre Sistemas Elétricos de Alta Tensão (CIGRE, do inglês *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*) define a GD como fonte geradora menor que “50-100 MW” (Ackermann, 2001);

Uma das definições mais aceita pela bibliografia é a definição de Ackermann et al proposta em 2001:

Geração Distribuída é uma fonte de energia ligada diretamente à rede de distribuição ou ao local de medição do cliente. A distinção entre as redes de distribuição e transmissão baseia-se na definição legal, que é normalmente parte da regulação do mercado de eletricidade em cada país.

O autor ainda coloca os nove fatores que influenciam na denominação da GD: propósito, localização, classificação de geração distribuída, área de entrega de energia, tecnologia, impacto ambiental, modo de operação, propriedade e penetração da geração distribuída. (Ackermann, 2001).

A geração distribuída não é um elemento novo no sistema de distribuição de energia elétrica, esta surgiu antes de qualquer definição. Durante a guerra das

correntes, disputa entre George Westinghouse e Thomas Edison, Edison achou um meio de solucionar as limitações do sistema de corrente contínua que foi simplesmente gerar a energia elétrica próxima ao consumidor, na época a solução tornou-se dispendiosa, pois não tinham os recursos necessários, por exemplo, teriam que construir uma usina em zonas rurais. Quando Tesla, em 1887, introduziu geradores, transformadores, motores e lâmpadas em sistemas de corrente alternada, a geração perto dos consumidores tornou-se dispensável (Oliveira, 2014).

Com o crescente aumento no consumo da energia elétrica, assim como o aumento da geração de energia impulsionou a necessidade de sistemas elétricos mais flexíveis, mudança de cenários regulatórios e econômicos, e a necessidade de proteger cargas sensíveis contra perturbações na rede estão impulsionando o desenvolvimento de sistemas de geração com base em novas tecnologias (Grabolle, 2010).

A primeira regulação específica para a geração distribuída no Brasil foi publicada pela ANEEL foi a Resolução Normativa Nº 482 de 2012 estabelecendo as condições gerais para a micro geração e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) com a intenção de reduzir barreiras regulatórias existentes (ANEEL, 2012).

As tecnologias de GD tem evoluído para incluir potências cada vez menores, são classificadas como GD os co-geradores, geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, painéis fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas (Pires, 2011).

O principal objetivo da geração distribuída tem sido garantir um fornecimento confiável e econômico de energia elétrica aos consumidores, proporcionando muitos benefícios aos consumidores, às concessionárias, à sociedade e ao sistema elétrico de potência (Bansal, 2017; Willis, 2000).

Entre as vantagens da geração distribuída Bansal (2017), Romagnoli et al (2005) e Willis (2000) destacam:

a) Melhoria na confiabilidade e segurança do sistema: entende-se por confiabilidade o índice referente às interrupções sustentadas de queda de tensão, segundo o autor Pepermans o IEA reconheceu em 2002 a importância da GD no futuro mercado de energia para a confiabilidade do sistema, visando a GD como fonte de *backup*;

b) Melhoria na qualidade de energia: refere-se ao grau que as características de potência, tensão, frequência, entre outros indicadores, estão em equilíbrio com os valores ideais, desta forma a qualidade de energia engloba a confiabilidade. Na literatura, a relação de qualidade de energia e GD são ambíguas.

c) Pode ser utilizada como co-geração, e neste caso, trazer benefícios de calor e frio distribuídos, promovendo o aumento da eficiência de uso dos combustíveis;

d) Em alguns casos de isolamentos ou propriedades rurais, a GD pode ser a única opção para o abastecimento;

e) Alternativa a expansão da rede: se a energia for gerada próximo aos centros de consumo haverá menos investimentos em transmissão e distribuição. De acordo com Pepermans o IEA em 2002 afirmou que com a utilização da GD poderia vir a resultar em uma economia de até 30% nas expansões de transmissão e distribuição;

f) Minimização das perdas na rede: quando se escolhe um local adequado contribui para reduzir as perdas de transmissão e distribuição, podendo-se minimizar as perdas em até 15% (Dondi et al, 2002; Pepermans, 2003).

g) Suporte de rede: pode auxiliar nos serviços auxiliares para manter os serviços necessários da rede, como por exemplo, em uma queda de tensão pode ajudar a estabilizar a frequência;

h) Uso eficiente de combustíveis baratos: a GD permite a exploração de diversas matérias primas disponíveis próximos aos centros de carga;

i) Nas vantagens ambientais há certa minimização dos impactos ambientais, pela redução das emissões de poluentes e há incentivos para a geração de energia renovável;

j) Nas vantagens econômicas apresentam-se a redução de custos de algumas tecnologias, custos operacionais mais baixos, e em alguns países há incentivos para os investimentos;

A dificuldade da inserção em grande escala da geração distribuída está relacionada, entre outras coisas, aos problemas de compatibilidade com as redes elétricas de distribuição. Pode-se citar como as desvantagens:

a) maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico:

- Para o planejamento da demanda de energia realiza-se planejamento de despacho em longo prazo, médio prazo e pré-despacho. Para

microgeração distribuída no Brasil, a Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015, diz que a concessionária deve aceitar todo cliente que deseja produzir energia, no entanto, não diz sobre os deveres do cliente, como por exemplo a produção de energia, logo, não há um sistema de controle confiável para auxiliar o planejamento de despacho, uma vez que o cliente pode desligar a GD a qualquer momento, sem aviso prévio;

- Os fluxos bidirecionais tornam a coordenação dos sistemas de proteção difíceis, uma vez que os curtos circuitos e as sobrecargas são fornecidos por múltiplas fontes, cada uma independente.

b) maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções: o fluxo que antes era radial passa a ser malhado e com isso pode acontecer da GD operar ilhada, se tornando uma situação perigosa para as equipes de manutenção;

c) necessidade da integração e do gerenciamento da GD junto às redes de distribuição existentes;

d) necessidade de monitoração constante da qualidade de energia: a introdução em larga escala tende a levar a instabilidade do perfil de tensão no sistema, devido aos fluxos bidirecionais e a potência reativa;

e) necessidade de novas configurações da rede de distribuição a fim de incorporar e explorar a GD já no seu planejamento;

f) Alto custo de produção quando comparado com grandes centrais geradoras, para superar este impacto, alguns países vem elaborando incentivos para investimentos.

Diversos estudos vêm sendo realizados, a fim de minimizar os pontos negativos da GD, exercendo impactos positivos na confiabilidade dos SDEE (Guerriche, 2015).

A necessidade de fornecer qualidade e confiabilidade de energia aceitáveis criará um ambiente favorável para a penetração da geração distribuída no mundo. Uma série de etapas deve ser seguida para superar os impactos causados pela GD, uma dessas etapas é o melhor uso da rede de distribuição existente através da alocação e dimensionamento ótimos dos recursos da DG (Guerriche, 2015).

Do ponto de vista da localização, há certa divergência do ponto de vista dos autores. A maioria dos autores define a localização ideal da alocação da GD ao lado

da rede de distribuição, alguns autores defendem a alocação ao lado do consumidor, e outros ao lado da rede de transmissão (Bansal, 2017).

2.2.1 Legislação da Geração Distribuída

Conforme a expansão da utilização da geração distribuída foi se intensificando, sentiu-se necessário regulamentar a sua utilização e inserção no sistema elétrico. Nesta seção serão apresentadas as principais leis que incentivaram a utilização da GD no Brasil.

Segundo o Ministério de Minas e Energia o modelo atual do setor elétrico é composto de três pilares fundamentais: a segurança energética, universalização e modicidade tarifária.

Em julho de 1995, a publicação da Lei nº 9.074 estabeleceu normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, foi criada a figura do produtor independente de energia elétrica:

[...] Definido como pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco [...].

Pelo decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, regulamentou-se a Lei nº 9.074 definindo a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor. Definiu-se o autoprodutor como pessoa física ou jurídica ou ainda empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Em 1996 pela Lei nº 9.427 instituiu-se a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, tendo por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A Lei nº 9.648/1998 instituiu incentivos à geração de energia elétrica de pequenas centrais hidrelétricas.

A ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e

distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento.

Em 2002 é criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438. O programa tem o objetivo de aumentar a participação de energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. O programa foi desenvolvido em duas etapas: a primeira estabelecia a contratação de 3.300 MW de potência proveniente da geração eólica, biomassa e PCHs, já a segunda etapa estabeleceu que estas fontes atendessem a 10% do consumo de energia elétrica nacional.

A Lei nº 10.848 de 2004 dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, por meio da contratação regulada ou livre. Esta lei foi importante para a geração distribuída por ser a primeira lei que menciona a denominação da GD na legislação brasileira.

O decreto nº 5.163 de 2004 regulamenta a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados. A geração distribuída foi definida como empreendimentos conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto usina hidrelétrica com capacidade superior a 30 MW e usina termelétrica com eficiência energética superior a 75%.

A resolução normativa nº 77 da ANEEL de 2004 estabelece a redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição para fontes hidrelétricas, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

Em 2005, a resolução normativa nº 167 apresentou diretrizes para a realização das atividades comerciais da energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída. Estabeleceu ainda que a energia elétrica contratada procedente de GD não poderia ultrapassar a quantidade de 10% da carga total do agente distribuidor.

A ANEEL, em 2008, publicou a resolução normativa nº 345, ditando normas para padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica, denominados Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, composto no total por onze módulos:

- Módulo 1 – Introdução;
- Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição;
- Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- Módulo 5 – Sistemas de Medição;
- Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição;
- Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica;
- Módulo 9 – Ressarcimento de Danos Elétricos;
- Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório;
- Módulo 11 – Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares.

A resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Desta forma o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição.

A legislação brasileira da geração distribuída é atualmente regida pela resolução normativa nº 687/2015, pelo módulo três do PRODIST e pelas normas específicas de cada concessionária de distribuição de energia elétrica. Esta resolução foi uma atualização da resolução normativa nº 482/2012 trazendo algumas definições atualizadas.

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidade consumidoras;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica."

A seção 3.7 do PRODIST tem o objetivo de apresentar um padrão a ser seguido para realização do acesso da microgeração e minigeração distribuída ao sistema de distribuição de energia elétrica. A norma também aborda as atribuições da distribuidora de energia e do acessante referentes a operação e manutenção. De modo que o fornecimento de todos os elementos essenciais para o funcionamento do ponto de conexão, tal como supervisão, controle, comunicação e medição é de responsabilidade do acessante, devendo seguir as normas da distribuidora para dispor corretamente estes itens. As responsabilidades da distribuidora são referentes a operação do ponto de conexão (Rezende, 2015).

As normas esclarecem os requisitos necessários para a conexão, tais como: limites de potência, formas de conexão, sistema de medição, qualidade de energia e segurança, entre outras. Quando se cita qualidade de energia relacionamos a tensão permanente, faixa operacional de frequência, proteção de injeção de corrente contínua na rede, harmônicos, fator de potência, perdas de tensão na rede, proteção contra ilhamento, aterramento, seccionamento, religamento automático (Rezende, 2015). Desta forma, as quedas de tensão na rede são um fator decisivo para a conexão da GD na rede, pois a conexão da geração distribuída pode vir a comprometer a qualidade de energia da distribuidora.

2.3 Energia Solar Fotovoltaica

A energia proveniente do sol pode ser utilizada de várias formas, tais como fotossíntese, aquecimento e iluminação. Para a geração de energia pode ser utilizada como fonte de geração de calor em processos térmicos, tais como concentradores solares e placas de aquecimento solar, e através da geração de eletricidade pelo uso de painéis fotovoltaicos (do inglês *Photovoltaics* – PV).

O uso da energia solar para a produção de eletricidade teve seu marco inicial no ano de 1839, quando o físico francês Alexandre Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico. Já no século XIX, Aleksandr Stoletov desenvolveu a primeira célula solar baseada no efeito fotoelétrico. Em 1904, a tecnologia do painel solar ganhou maior visibilidade quando Albert Einstein publicou um artigo sobre o efeito fotoelétrico, impulsionando novas pesquisas. A primeira célula fotovoltaica moderna foi fabricada em 1954 pela *Bell Laboratories*. Apesar dos avanços tecnológicos, o alto preço de fabricação e a baixa eficiência inviabilizaram o uso da tecnologia,

fazendo-o ser rentável apenas para programas espaciais. Durante a década de 1970 além dos painéis tornarem-se mais eficientes, devido à crise do petróleo, impulsionou-se a diversificação das fontes de energia renováveis (National Geographic, 2017).

O panorama mundial de energia solar fotovoltaica aponta o crescimento da fonte de energia no mundo, isto se deve principalmente na redução de custos de produção. O Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar (do inglês, *Institute for Solar Energy Systems* – ISE) afirma que nos próximos 10 anos o preço da energia solar produzida em grandes usinas deve ter uma redução de até 30%. Os Estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicam que em 2021 a energia solar fotovoltaica se tornará economicamente rentável no Brasil, isto é, o preço para a geração do kWh será menor que o preço da tarifa da concessionária (ISE, 2016) e (EPE, 2015).

2.3.1 Funcionamento da Energia Solar Fotovoltaica

A quantidade de energia produzida por uma instalação de energia solar dependerá da localização do sol no céu, da quantidade de cobertura das nuvens, da temperatura, nebulosidade, umidade relativa do ar, disponibilidade de radiação solar, entre outros. A localização do sol no céu é uma variação diária e sazonal previsível pela rotação da terra em torno do sol.

A energia do sol é transmitida através do espaço na forma de radiação eletromagnética, cuja variável é o espectro de radiação, pode ser utilizada para produzir eletricidade pelo efeito fotovoltaico, que consiste basicamente na conversão direta da luz solar em energia elétrica.

A Tabela 1 permite analisar de maneira simplificada as principais variáveis para modelar a energia solar.

Tabela 1: Termos e definições simplificadas para variáveis de energia solar

Nomenclatura	Definição
Insolação	Termo que se aplica a irradiação de energia solar, por unidade de tempo
Irradiação	Energia incidente por unidade de área na superfície, em unidade de tempo (Wh/m ² ou J/m ²)

Irradiância	Taxa em que a energia radiante é incidente sobre a superfície por unidade de área (W/m^2)
Latitude	Ângulo de elevação entre a linha hipotética do centro da Terra e qualquer ponto na superfície da mesma e sua projeção no plano do equador
Longitude	Ângulo medido no plano do equador entre o meridiano local e o meridiano de Greenwich
Meridianos	Linhas imaginárias circulando a terra e passando diretamente pelos pólos.
Radiação	Energia incidente por unidade de área por unidade de ângulo sólido ($kJ/m^2.sr$ ou $kWh/m^2.sr$)
Radiação Difusa	Radiação solar correspondente a fração da radiação total que atravessa a atmosfera sendo difundida pelos constituintes atmosféricos, tais como moléculas e partículas, sofrendo deslocamento na direção
Radiação Direta	Radiação solar correspondente a fração da radiação total que atravessa a atmosfera sem interações
Radiação Refletida	Radiação solar correspondente a fração da radiação total que é refletida na superfície, dependendo do material
Radiação Total	Soma da radiação direta, radiação difusa e radiação refletida
Radiância	Potência incidente por unidade de área por unidade de ângulo sólido ($W/m^2.sr$)
Tempo Solar	É baseado no movimento angular aparente do sol ao longo do céu

Fonte: Duffie, 2013.

O mapa de radiação global horizontal é ilustrado na Figura 1, observa-se que o Brasil apresenta boa uniformidade, apesar das diferentes características climáticas, nota-se também o grande potencial para a produção de energia solar em todo o seu território.

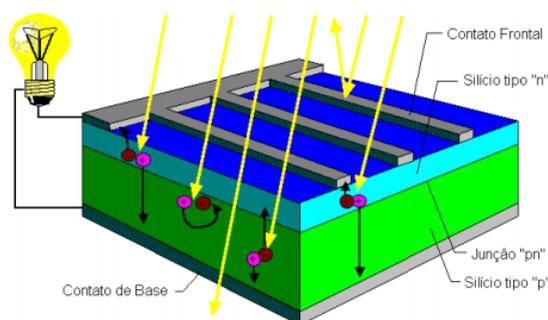
elétrico ou diferença de potencial produzida pela junção PN é responsável pela separação das cargas, antes de ocorrer qualquer recombinação. A energia de um único fóton é transferida para o material semiconductor de uma célula solar para formar energia elétrica. Representando matematicamente:

$$E_p = h\nu \quad (1)$$

Onde: E_p é a energia contida no fóton em Joules [J];

h é a constante de Planck's igual a $6,625 \times 10^{-34}$ [Js];

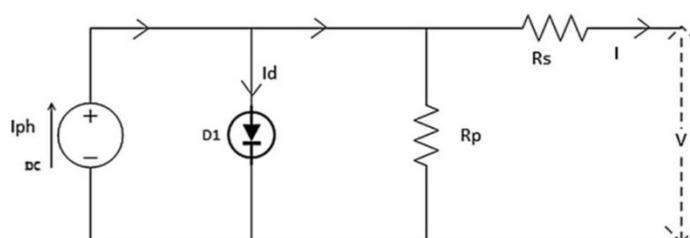
ν é a frequência.



Fonte: Cepel, 2008

Figura 2: Diagrama esquemático demonstrando o funcionamento de uma célula fotovoltaica

A energia contida no fóton é convertida na corrente produzida pelo fóton I_{PH} . Uma célula solar é representada usando uma fonte de corrente (I_{PH}), diodo (devido à junção PN), e resistências em série e paralelo (representado a resistência da célula e a resistência interna do diodo), o equivalente simplificado do circuito é mostrado na Figura 3. A corrente de carga (I) será a diferença entre I_{PH} e I_D .



Fonte: Autoria própria

Figura 3: Circuito equivalente da célula fotovoltaica

O fluxo de corrente de cada célula pode ser expresso matematicamente como mostra a Equação (2):

$$I = I_{PH} - I_D = I_{PH} - I_0 e^{\frac{\epsilon V}{kT_c} - 1} \quad (2)$$

Onde: ϵ é carga do elétron ($1,6021765 \times 10^{-19}$);

V é a tensão da célula em [V];

k é ($1,38064852 \times 10^{-23}$) em [J/K];

T^C é a temperatura absoluta na célula em [K];

I^0 é a corrente de saturação absoluta em [A].

A influência da temperatura será dada na corrente de saída, de forma que quanto menor a temperatura melhor o desempenho dos módulos fotovoltaicos, o módulo fotovoltaico é a composição de várias células fotovoltaicas ligadas entre si.

Para o aumento da geração de energia elétrica faz-se arranjos de módulos fotovoltaicos, estes arranjos podem ser feitos em série ou em paralelo. Conjuntos em série são comuns em sistemas conectados à rede elétrica, que operam com tensões mais elevadas, uma vez que a tensão de saída será dada pela soma das tensões em cada módulo, enquanto conjuntos em paralelo são comuns em sistemas autônomos, que operam com tensões mais baixas, já que a tensão de saída é a mesma produzida em cada módulo separado.

Os inversores de frequência para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica convertem em corrente alternada a eletricidade de corrente contínua gerada nos módulos. Nos sistemas autônomos o inversor fornece tensão, e em sistemas conectados à rede elétrica o inversor irá fornecer corrente elétrica.

Desta forma, classificam-se os inversores em dois tipos: inversores de fonte de tensão (do inglês *Voltage Souce Inverters - VSI*) e inversores de fonte de corrente (do inglês *Current Souce Inverters - CSI*).

A principal diferença destes inversores é que o inversor VSI irá adicionar tensão na rede, geralmente de comutação forçada, utilizam diodos e MOSFET ou IGBTs de potência. Enquanto o inversor CSI irá injetar corrente na rede, usam tiristores ou GTOs.

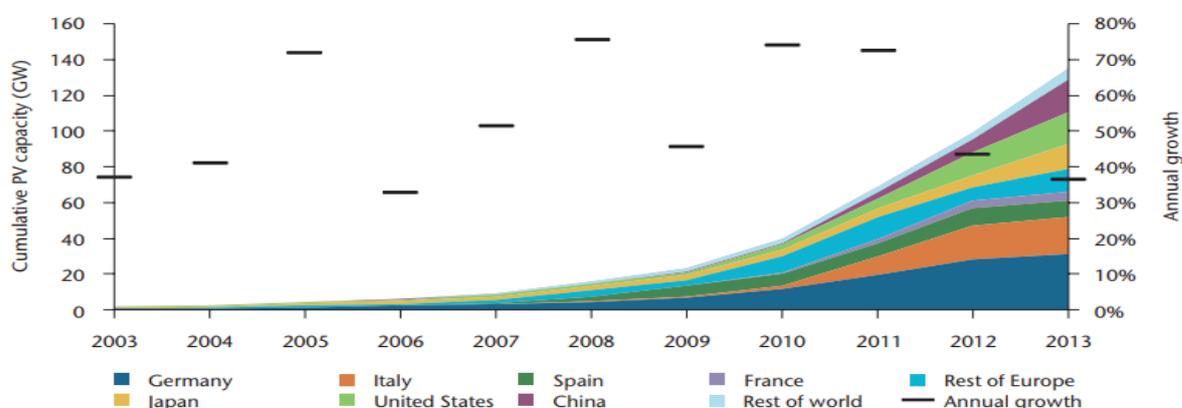
2.3.2 Panorama da Energia Solar Fotovoltaica

Impulsionados por um fortes reduções de custos e apoio político, o mercado de energias renováveis, no ano de 2016, chegaram a representar quase dois terços capacidade de energia líquida em todo o mundo, com cerca de 165 GW. No mesmo ano, a capacidade de energia solar em todo o mundo cresceu 50%, alcançando 74 GW, pela primeira vez, a capacidade desta fonte crescendo mais acelerado do que a capacidade de qualquer outra fonte (IEA, 2002).

As projeções dos estudos do IEA indicam que até 2022, a energia solar PV será responsável pelas maiores porcentagens da capacidade mundial de energias renováveis, até 50% maior que a energia eólica. Esperando desta forma até 2022 uma capacidade de 920 GW mundial.

Os maiores investidores em energia solar fotovoltaica no mundo foram: China, responsável por mais de 40% do crescimento global, Japão, Estados Unidos, União Europeia e Índia (IEA, 2017).

De 2003 a 2013 a capacidade instalada acumulativa da energia solar PV cresceu a uma taxa média de 49% por ano, como mostra a Figura 4. Em 2013 chegou-se a ser instalado cerca de 37 GW, totalizando 135 GW instalados mundialmente. Analisando a Figura 4 observa-se que houve um crescimento exponencial, com a capacidade instalada na China (11 GW) maior do que a capacidade instalada em toda a Europa, em segundo lugar o Japão (7 GW) e em seguida os Estados Unidos com 4 GW (IEA, 2014).



Fonte: IEA, 2014.

Figura 4: Crescimento acumulativo da capacidade global fotovoltaica

Um dos motivos para esse aumento exponencial foi a mudança da fabricação dos módulos fotovoltaicos, antes dominado pela Alemanha mudou-se para a Ásia, resultando em grandes investimentos na capacidade instalada na Ásia. Essa mudança fez com que os custos diminuíssem cerca de 50% (IEA, 2014).

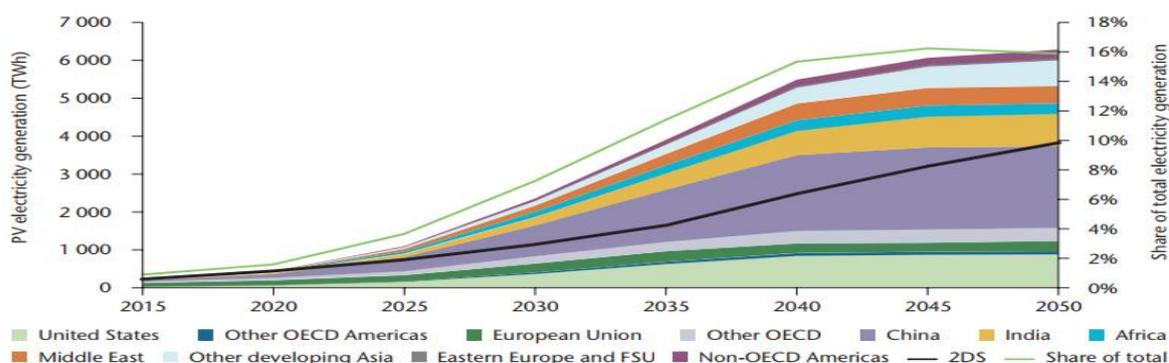
Na Tabela 2 pode-se analisar a diferença no custo dependendo do tamanho do sistema, em diferentes países. O custo nivelado de eletricidade (LCOE²) em países com grande capacidade instalada já é comparado ao LCOE de energia gerada a partir de petróleo e gás ou até mesmo a carvão, no entanto está ainda não é uma realidade para países com pouca instalação PV, como o Brasil.

Tabela 2: Preços típicos do sistema fotovoltaico em 2013 em diferentes países

USD/W	Alemanha	Austrália	China	EUA	França	Itália	Japão	Reino Unido
Residencial	2,4	1,8	1,5	4,9	4,1	2,8	4,2	2,8
Comercial	1,8	1,7	1,4	4,5	2,7	1,9	3,6	2,4
Grande escala	1,4	2,0	1,4	3,3	2,2	1,5	2,9	1,9

Fonte: IEA, 2014

As perspectivas de crescimento, segundo a Agência Internacional de Energia (do inglês, *International Energy Agency* - IEA), em um estudo realizado em 2014 era que até 2020 a capacidade instalada alcançasse 400 GW. Apontava ainda que a China adotou um objetivo de até 2017 instalar 70 GW. Espera-se que até 2050 a fonte de energia fotovoltaica represente 20% na produção total de eletricidade mundialmente. A Figura 5 apresenta o cenário projetado para 2050 da produção de energia fotovoltaica.



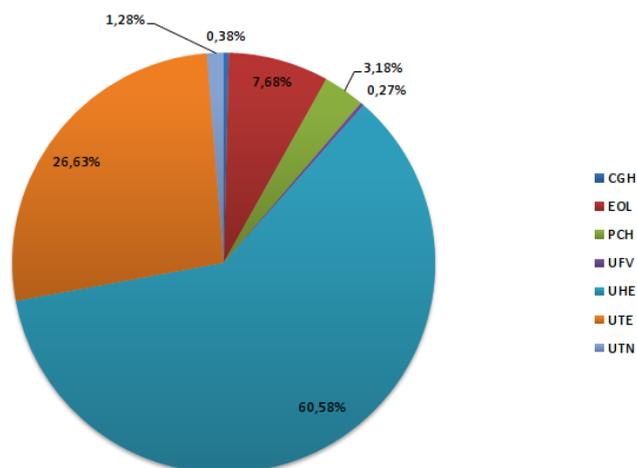
Fonte: IEA, 2014

Figura 5: Projeção da produção por região da energia solar fotovoltaica para 2050

² LCOE representa o valor presente do custo total de construção e operação, convertidos em pagamentos anuais iguais, e expressa em termos de dinheiro real para remover a inflação.

Analisando a Figura 5 percebe-se que a China ultrapassará a Europa na geração de energia na fonte PV. Nota-se que a parcela correspondente a América Latina é praticamente insignificante a nível mundial.

No Brasil, atualmente, a geração de energia proveniente da Energia Solar Fotovoltaica é praticamente insignificante, correspondendo a cerca de 0,27% como mostra a Figura 6.



Fonte: Adaptado da ANEEL, 2017

Figura 6: Matriz Energética Brasileira

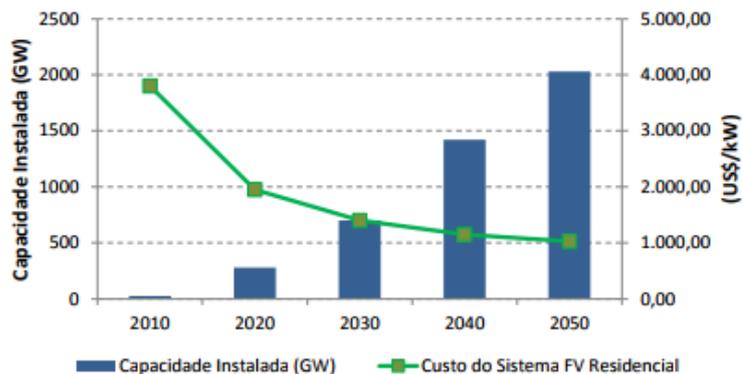
Os empreendimentos em construção e empreendimentos com construção não iniciadas são definidos na Tabela 3.

Tabela 3: Relação dos empreendimentos em construção e construção não iniciada

Tipo	Empreendimentos em Construção			Empreendimentos com Construção não iniciada		
	Quantidade	Potência Outorgada	%	Quantidade	Potência Outorgada	%
CCG	6	9.398	0,09	15	13.278	0,13
EOL	138	3.155.150	29,15	1	50	0
PCH	29	386.580	3,57	117	2.515.110	23,98
UFV	36	1.035.400	17,76	130	1.736.020	16,55
UHE	6	1.922.100	9,57	59	1.466.083	13,98
UTE	29	2.965.494	27,4	8	726.180	6,92
UTN	1	1.350.000	12,47	160	4.033.822	38,45
Total	245	10.824.122	100	490	10.490.543	100

Fonte: Adaptado da ANEEL, 2017

A projeção do crescimento da capacidade instalada e custos até 2050 é mostrada na Figura 7. Esta expansão do mercado da energia PV contribui para prolongar o cenário de redução de custos da fonte.



Fonte: EPE, 2050

Figura 7: Projeção de crescimento da capacidade instalada e custos até 2050

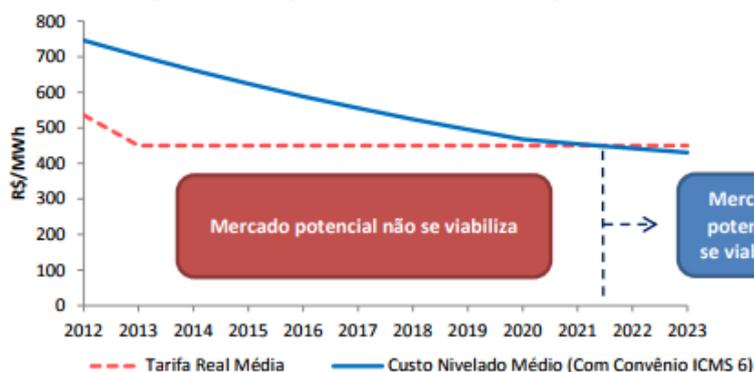
A EPE estimou os custos de sistema fotovoltaico no Brasil em 2012, e através deste estudo aplicou-se a trajetória de redução de custos, como mostra Tabela 4.

Tabela 4: Custos de sistemas fotovoltaicos no Brasil de 2012 a 2023

Setor	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial (R\$/Wp)	7,7	7,2	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1	4,8	4,5	4,4	4,2	4,1
Comercial (R\$/Wp)	6,9	6,5	6,1	5,7	5,4	5,1	4,8	4,5	4,2	4,1	3,9	3,8

Fonte: EPE, 2050

A viabilidade econômica se dá quando o custo nivelado da geração fotovoltaica for inferior a tarifa das distribuidoras. De acordo com estudos realizados pela EPE, ver Figura 8, a partir de 2021 o mercado potencial irá se viabilizar, esperando-se assim que o mercado se expanda significativamente.



Fonte: EPE, 2015

Figura 8: Exemplo de análise da viabilidade por distribuidora

A evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos no Brasil é apresentado em um estudo realizado pela EPE, mostrado na Figura 9. Nota-se que a tendência é o crescimento exponencial, principalmente depois da fonte PV alcançar a viabilidade

econômica, resultando até 2023 um esperado de 161 mil sistemas e/ou 835 MWp instalados.

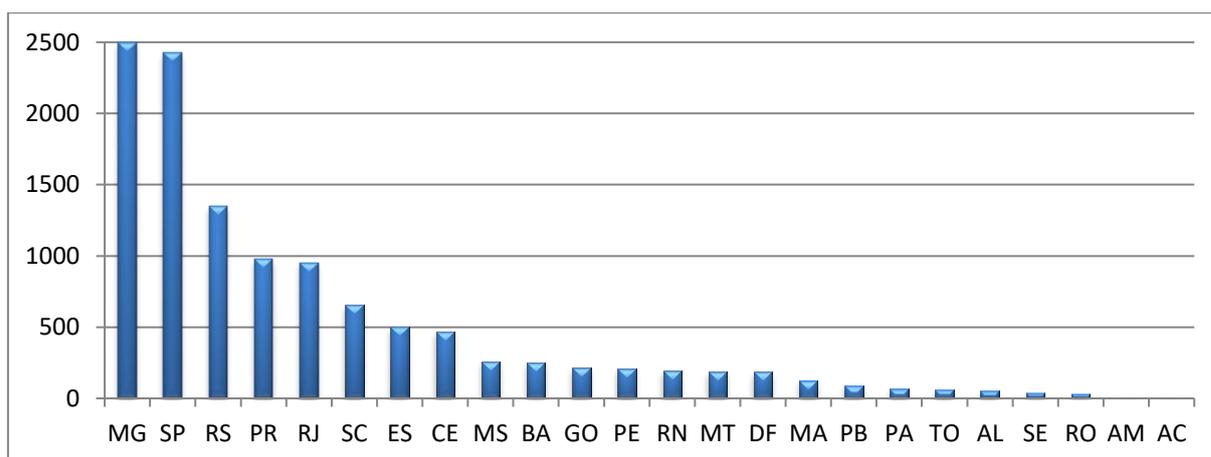


Fonte: EPE, 2015

Figura 9: Evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil

Em 2016 o Brasil contava com 51,1 MW de potência instalada de geração solar, cerca de 3850 instalações, em oito meses esse número triplicou no Brasil (ANEEL, 2017).

Periodicamente a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) lançam dados dos panoramas da GD no Brasil. Os dados de junho de 2017 mostra que o Estado de Minas Gerais é o estado com maiores conexões GD, Figura 10, e a fonte mais utilizada é a fotovoltaica.

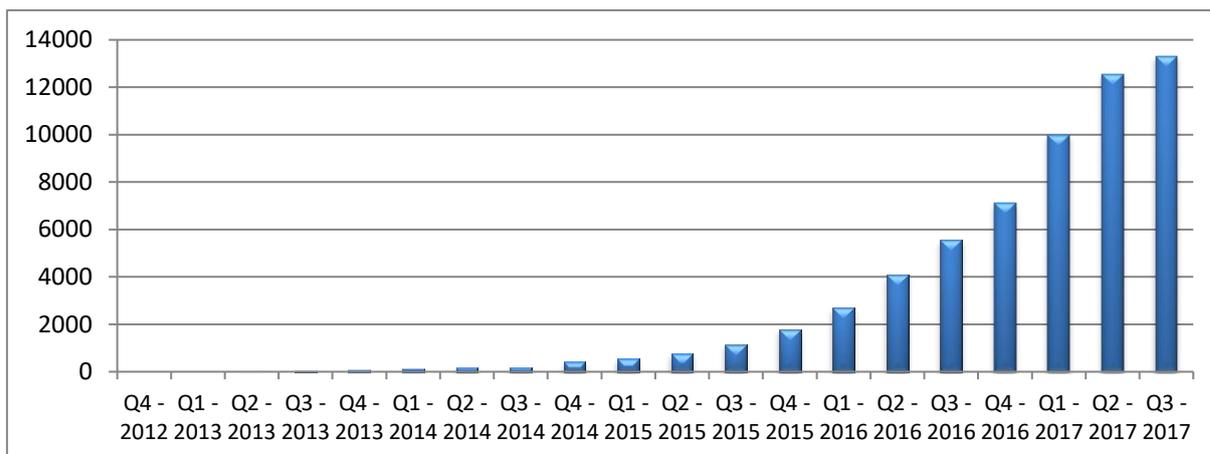


Fonte: ANEEL, 2017

Figura 10: Número de conexões por Estados

A Figura 11 mostra o avanço ocorrido entre o final de 2015 e 2017, quando ocorreu um crescimento exponencial, cerca de 80% dos sistemas fotovoltaicos foram

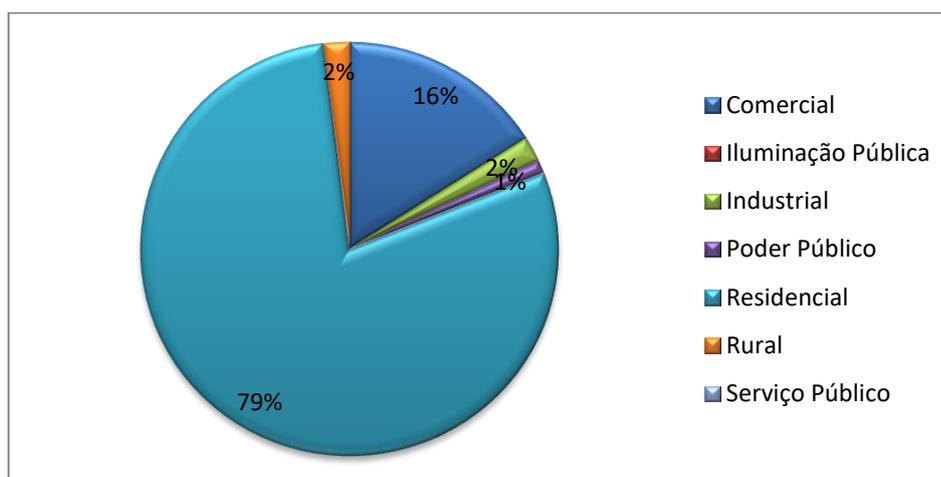
instalados.



Fonte: ANEEL, 2017

Figura 11: Número de conexões de geração distribuída fotovoltaica

Quando se analisa o perfil dos consumidores, nota-se que o maior investimento é em sistemas residenciais correspondendo a 79%, ilustrado na Figura 12.



Fonte: ANEEL, 2017

Figura 12: Perfil dos consumidores de geração distribuída

Os dados da ANEEL e Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) detalham o perfil quanto a modalidade de consumo, onde a geração na própria unidade consumidora corresponde a grande maioria (11.004), enquanto o autoconsumo remoto representa apenas 797 instalações e a geração compartilhada 23 instalações.

2.4 Alocação da Geração Distribuída

Localizar o ponto ótimo da geração distribuída é importante para obter o seu potencial máximo de benefícios, como por exemplo, estudos indicam que o posicionamento ótimo da GD pode vir a contribuir para a redução das perdas de até 30% e ao melhoramento do perfil de tensão nos sistemas de energia (Kanwar, 2015; Herbadji, 2015).

A solução para o problema em questão é o dimensionamento ótimo da geração distribuída analisando a localização de instalação destas fontes e o quanto de potência deve ser injetada pelas mesmas, reduzindo perdas técnicas no sistema. Para este problema, seria usada a técnica de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM), pois o sistema não é linear, contendo variáveis inteiras e contínuas e possui uma região de solução não convexa (Kagan, 2009).

Uma forma para encontrar o local exato da conexão da geração distribuída é apontada por Gandonkar em 2005 que uma alternativa seria a enumeração completa de todas as combinações possíveis, no entanto o número de alternativas poderia se tornar muito elevado. Mas se levar em conta o fluxo de carga que deve ser realizado para cada combinação possível filtraria o número de combinações. O método utilizado neste estudo para determinar o melhor local, minimizando as perdas de potência de distribuição, sob a condição de que o número de direções e a capacidade da GD são conhecidos, foi utilizando o algoritmo genético.

O problema de alocação ótima vem sendo estudado utilizando diversos modelos matemáticos.

Em 2004 Khoa, Binh e Tran apresentam uma metodologia para um sistema não linear de 10 nós, separa-se todos os possíveis pontos da conexão, o ponto que apresentar maiores valores é o ponto escolhido.

Em 2005 Carpinelli et al. usa um método baseada na programação multiobjetiva e na teoria da decisão, usando indicadores como a qualidade de energia, qualidade de tensão e distorção harmônica, e minimização dos custos. Segundo os autores, o uso do método *double trade-off* traz benefícios como permitir uma extensa faixa de valores para uma alocação da GD.

Em 2005, Gandomkar, Vakilian e Ehsan compravam a solução exata para o problema de alocação da GD através de todas as combinações possíveis de localização e tamanho das GDs. Este método de busca exaustiva é eficiente para

sistemas pequenos, no entanto, em sistemas de dimensões maiores o esforço computacional é elevado.

Em seu primeiro artigo, Kazemi e Sadeghi (2009a) escolhem a melhor localização de unidades de GD em sistemas radiais, considerando a tensão das barras dentro dos limites aceitáveis, o método foi baseado em fluxos de carga testado em sistemas de 34 barras, primeiro classificam-se as barras que possuem a menor tensão, e em seguida insere-se uma GD de valor não mencionado, verifica-se a tensão em todas as barras. No segundo artigo Kazemi e Sadeghi (2009b) a solução do problema de alocação é resolvido por meio das injeções de potência ativa e reativa, de forma a obter as menores perdas do sistema. E por fim, no terceiro artigo Kazemi e Sadeghi (2009c) apresentam um algoritmo com o objetivo de minimizar as perdas na rede através de um método analítico.

Em El-Ela, Allama e Shatlab (2010) é apresentada uma metodologia para encontrar o ponto ótimo através de um algoritmo genético, comparando com os resultados obtidos com a programação linear.

Em Prado (2013) o autor apresenta o desenvolvimento de um algoritmo para implementação da GD no ponto ótimo, baseado no algoritmo genético Chu-Beasley (AGCB), o código computacional desenvolvido tem a capacidade de inserir uma ou duas unidades de GD.

2.5 Perdas no Sistema

A energia gerada, ou a energia despachada pelas subestações de energia passam por grandes redes elétricas, transformadores, cabos, entre outros equipamentos. Neste processo, assim como quaisquer outras cadeias produtivas, alguma porcentagem da energia despachada é perdida (ANEEL, 2015).

As perdas no sistema de distribuição podem ser divididas em Perdas Técnicas e Perdas Não-Técnicas. Segundo a classificação da ANEEL, tem-se:

- Perdas Técnicas: devido à energia dissipada nos condutores, equipamentos nas linhas de transmissão e distribuição ou ainda pelas perdas magnéticas em transformadores. Estas perdas dependem diretamente das características da rede e do modo de operação, representam cerca de 20% a 30%. Existem ainda dois tipos de perdas técnicas: O primeiro são as perdas técnicas permanentes ou fixas

estas não variam de acordo com a corrente, assumem forma de calor e ruído, exemplo destas perdas são a Perdas de Corona, Perdas Dielétricas, Perdas em Circuito Aberto, entre outros. O segundo tipo de perdas são as perdas variáveis, estas por sua vez, variam com o quadrado da corrente, exemplos destas perdas são as Perdas Joules, Perdas de Impedância e Perdas causadas pela Resistência de Contato (Parmar, 2017).

- Perdas Não Técnicas: correspondem a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, geralmente relacionadas à erro de leitura do medidor, medidor defeituoso, falta de administração, restrições financeiras e roubos de energia (Parmar, 2017).

Parmar, 2017, aponta como principais razões para as perdas técnicas: as longas linhas de distribuição, tamanho inadequado de condutores de linhas de distribuição, instalação de transformadores de distribuição longe dos centros de carga, baixo fator de potência e o não balanceamento de corrente de carga.

3 MODELAGEM DO SISTEMA

Para a modelagem do sistema levaram-se em consideração dois fatores: a potência instalada na GD, e o nível de penetração da GD. Segundo dados da EPE, apresentados na seção “Panorama da Energia Solar Fotovoltaica” em 2016 o Brasil contava com 51,1 MW instalados, com panorama para em 2021 começar a apresentar um crescimento acelerado, tendo em vista que a partir de 2021 a viabilidade econômica do mercado se potencialize. Espera-se para 2050 que a capacidade instalada chegue a 2000 GW.

A atual Resolução Normativa nº 687/2015 diz que qualquer cliente que queira instalar uma microgeração distribuída (até 75kW) a concessionária é obrigada a aceitar e a concessionária é responsável por quaisquer mudança a ser feita.

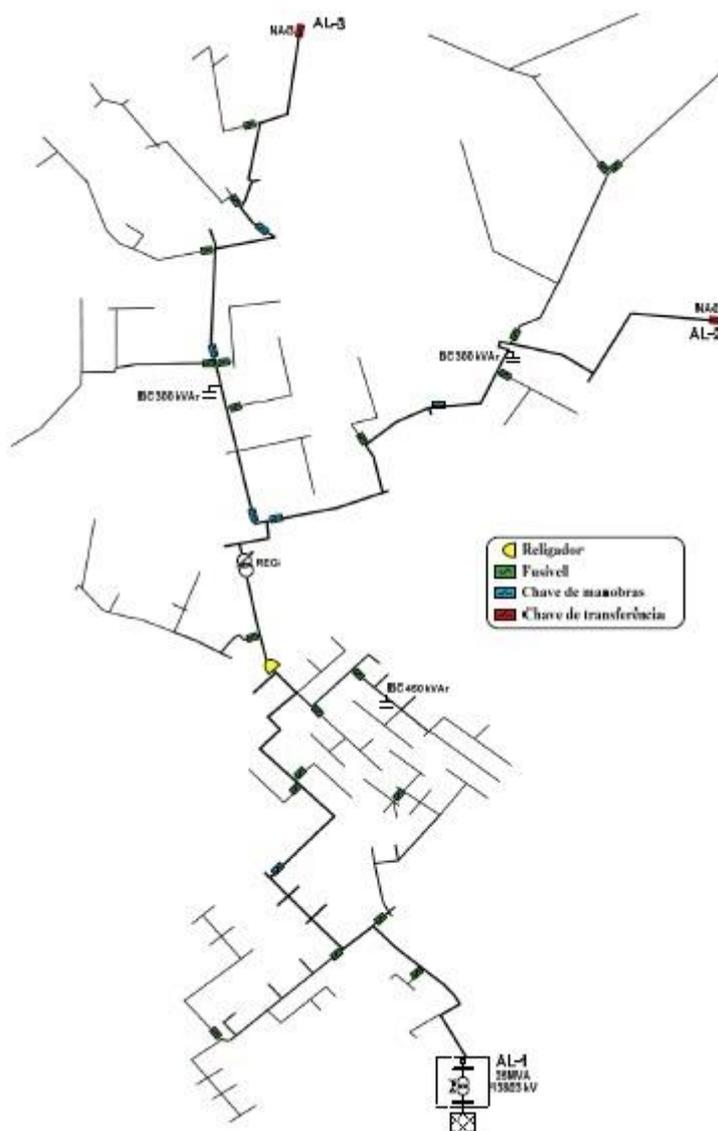
Partindo desta premissa, propõe-se dois cenários:

1. Maiores quantidades de GDs com menor potência instalada: imagina-se principalmente consumidores residenciais e/ou comerciais, que instalem até 75 kW;
2. Menor quantidade de GDs com maior potência instalada: imagina-se poucas usinas GDs instaladas até 5 MW.

O presente trabalho foi desenvolvido analisando vários casos para os dois cenários, considerando a alocação de uma GD fotovoltaica para diminuir as perdas no sistema. Estes casos foram escolhidos na tentativa e erro, onde para cada caso analisaram-se o perfil de tensões e as perdas. O objetivo deste trabalho e mostrar a importância na escolha ótima da locação da GD.

3.1 Sistema Teste

A metodologia foi testada utilizando um alimentador de distribuição de 80 barras localizado na região noroeste do estado do Rio Grande do Sul. O sistema é mostrado na Figura 13.



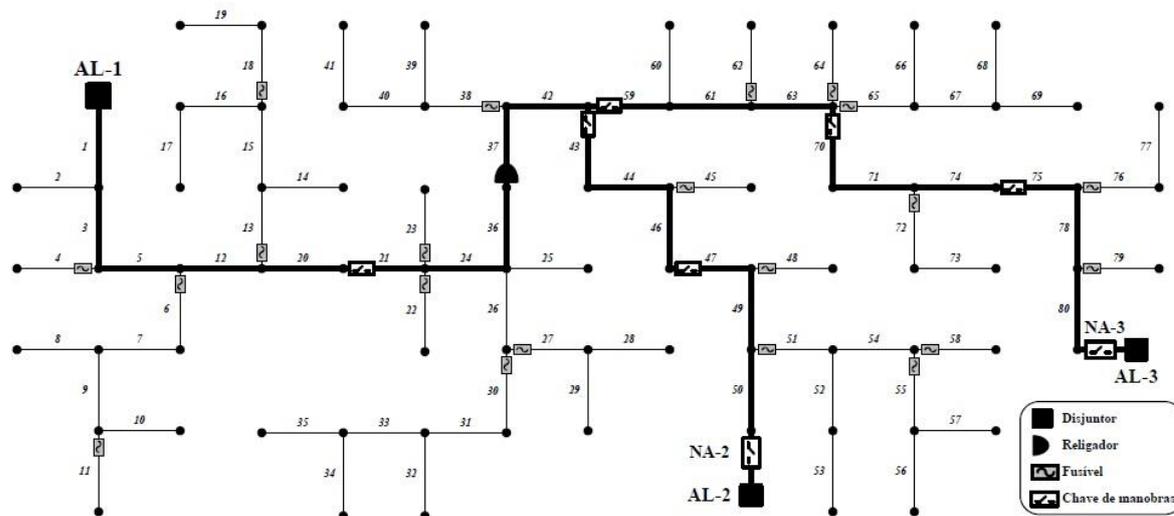
Fonte: Ferreira, 2013
 Figura 13: Sistema teste

O alimentador (AL-1) tem origem em uma subestação composta por um transformador de 25 MVA, 138/23 kV, conexão Δ -Yg. O sistema atende 6256 consumidores, predominantemente residenciais (Ferreira, 2013).

Os dados do alimentador incluem parâmetros dos condutores, comprimentos, disposição geométrica das linhas, potência das cargas, parâmetros do regulador de tensão e as impedâncias do transformador da subestação e equivalente do sistema (Ferreira, 2013).

O sistema teste foi modelado no software ATP (do inglês, *Alternative Transient Program*), considerando algumas características apresentadas no sistema

teste. O sistema pode ser mais bem analisado na Figura 14, onde já estão definidos os nós e ramos.



Fonte: Ferreira, 2013

Figura 14: Sistema teste com nós e ramos pré-definidos

O ATP Draw é um programa livre, necessitando de uma licença que pode ser obtida *online*, dedicado à estudos eletromagnéticos, possuindo uma série de aplicações. Por meio dele é possível modelar adequadamente os sistemas elétricos e analisar os aspectos de carregamento, tensão e proteção (ATP, 2017).

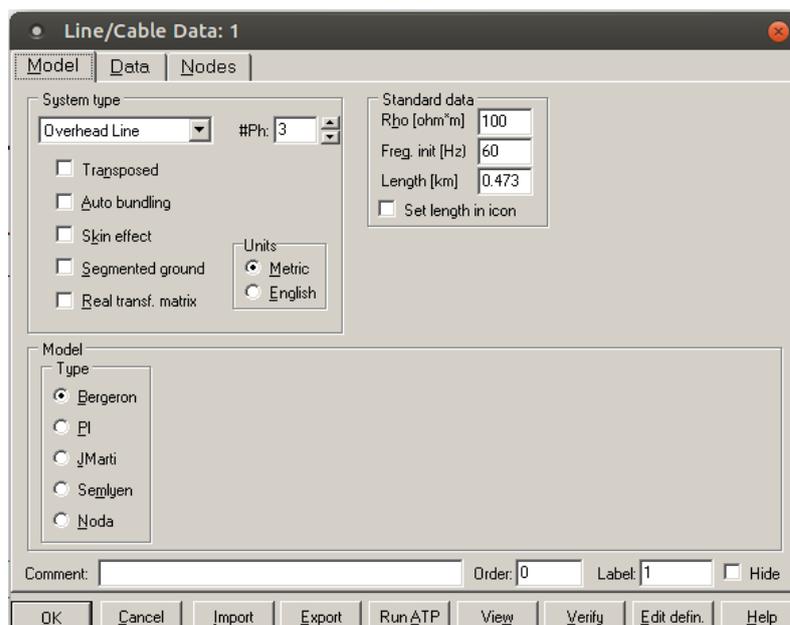
As linhas de transmissão possuem basicamente quatro parâmetros que influenciam em seus comportamentos no sistema elétrico: resistência, indutância, capacitância (Soares, 2016). Na biblioteca do ATP Draw encontra-se diferentes modelos de modelagem das linhas, segundo Soares pode ser dividido basicamente em dois tipos:

- **CONCENTRADO** - Modelos de linhas de transmissão com parâmetros concentrados: Modelo π , elementos RL acoplados mutuamente, ou linha simétrica com elementos RL acoplados;
- **DISTRIBUÍDO** - Modelos de linhas de transmissão com parâmetros distribuídos e constantes: Linhas transpostas, linhas sem transposição ou Linha e Cabos Constantes (LCC, do inglês *Line Constant, Cable Constant and Cables Constants*).

Optou-se pela modelagem da linha utilizar o elemento LCC, baseando-se em inserir os parâmetros geométricos do sistema. Os dados padrões solicitados são a

resistividade do solo, a frequência na qual os parâmetros da linha deverão ser calculados e o comprimento da linha (ATP Draw, 2017).

A parametrização do elemento LCC, o qual define o tipo de linha a ser simulado e a metodologia de cálculo, é mostrado da Figura 15. Na metodologia de cálculo têm-se cinco opções disponíveis: Bergeron, PI, JMarti, Semlyen, e Noda. Optou-se pelo método Bergeron, devido este apresentar bons resultados para o cálculo do fluxo de potência. Na Figura 15 apresenta-se a interface do bloco “LCC”.



Fonte: Autoria própria

Figura 15: Caixa de entrada de dados - Bloco LCC

Para a modelagem das cargas, podem-se modelar as barras como:

- Barras PQ ou barras de carga: as potências ativas e reativas são conhecidas, calcula-se a magnitude e ângulo da tensão;
- Barras PV ou barras de geração: potência ativa e magnitude de tensão são conhecidas, calcula-se a potência reativa e o ângulo da tensão;
- Referência ou Slack: magnitude e ângulo de tensão são conhecidos, calcula-se potências ativas e reativas.

As cargas foram modeladas como Barras PQ, onde as potências reais e reativas são informadas, e com isto, calcula-se a tensão magnitude e o ângulo. A convenção adotada para as potências das cargas quando entra na barra é uma geração, isto é, representada positivamente, e quando saem da barra são cargas, representada negativamente (Ahmadi et al, 2016).

Nos parâmetros das linhas têm-se dois modelos diferentes de cabos condutores, como mostra na Tabela 5. Em anexo pode ser analisado o *datasheet* dos cabos de alumínio nu com alma de aço ACSR – *Aluminium Conductor Steel Reinforced*.

Tabela 5: Datasheet dos cabos condutores de alumínio nu com alma de aço - ACSR

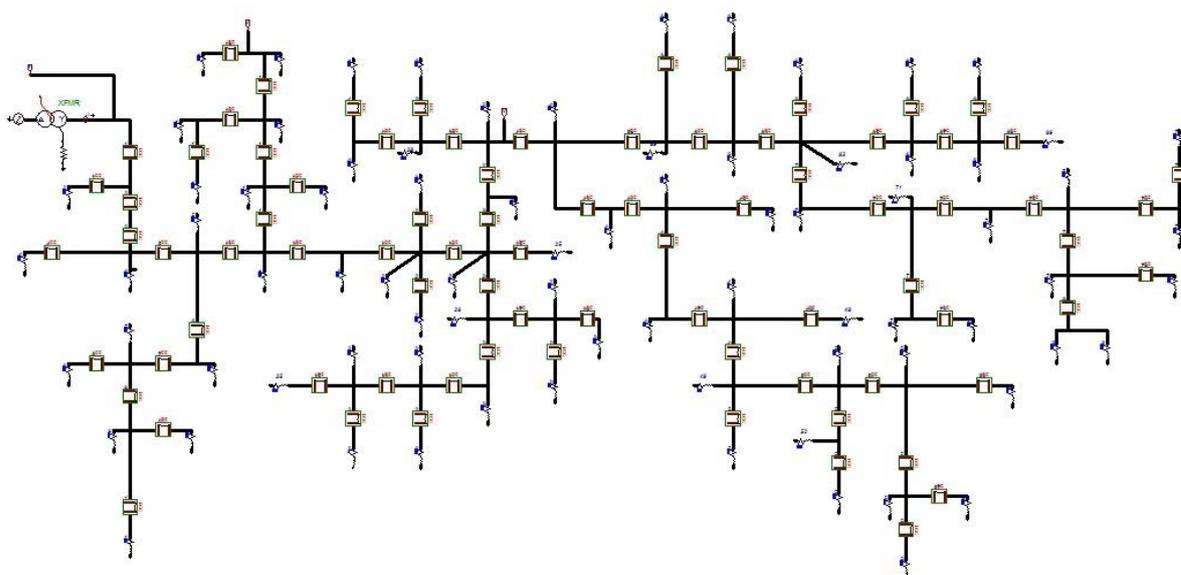
ZID	Código	Diâmetro (mm)	Raio Médio Geométrico (m)	Resistência (Ω/km)
2	1 ACSR (200-230)	5,04	0,00346	0,6742
6	6 6/1 ACSR (100A)	9,0	0,00193	2,1532

Fonte: Nexans, 2017

A partir destes dados foram calculados os valores das cargas PQ a serem modeladas no programa ATP Draw.

A GD foi modelada representando o inversor que injeta a corrente na rede, com o intuito de obter parâmetros reais, simulou-se no programa SOLergo, o SOLergo permite realizar o dimensionamento completo de sistemas fotovoltaicos. Logo, com a potência desejada encontrou-se a corrente que iria ser injetada na rede e representou-se este valor como uma fonte de corrente, acoplada a uma indutância e um transformador híbrido.

A Figura 16 apresenta a modelagem do sistema teste no programa ATP Draw.

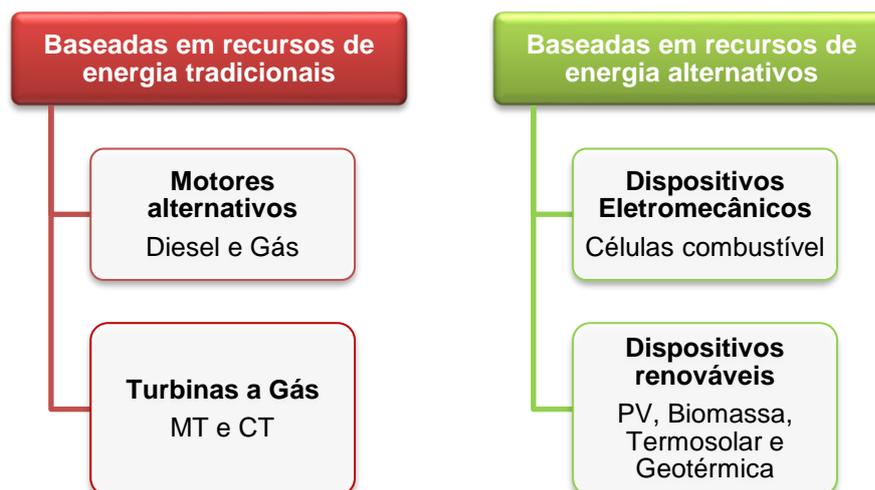


Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 16: Sistema teste modelado no ATP Draw

3.2 Modelagem da Geração Distribuída

A modelagem da Geração Distribuída dependerá de qual será a fonte GD a ser modelada, como mostra a Figura 17.



Fonte: Adaptado de Henao, 2016

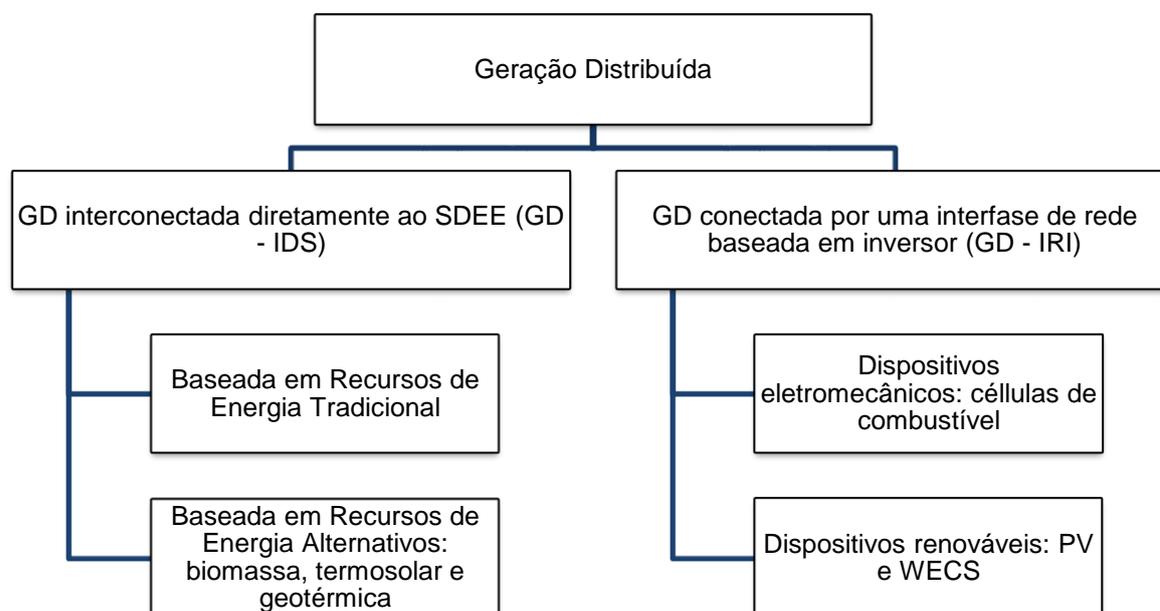
Figura 17: Tecnologias que suportam as gerações distribuídas

Para a modelagem é classificada a geração distribuída conforme a tecnologia de interface de conexão com a rede elétrica, sendo assim as GD interconectadas diretamente ao sistema de distribuição e as GD conectadas por uma interface de rede baseada em inversores, como a Figura 18 representa (Henao, 2016).

Nota-se que para o caso deste estudo, modelagem de uma geração fotovoltaica, necessita-se modelar o inversor representando a interface de rede, representando o comportamento da GD.

No Brasil, deve ser considerada uma série de parâmetros para o controle da qualidade de energia injetada pelo inversor.

O inversor, de maneira robusta, tem o objetivo de injetar a corrente na rede, desta forma ele pode ser representado como uma fonte de corrente atrás de uma reatância de acoplamento e do capacitor do filtro (Henao, 2016).



Fonte: Adaptado de Henao, 2016

Figura 18: Classificação das tecnologias de geração distribuída segundo o tipo de interface de integração

Quando se pretende analisar faltas ou algum outro fenômeno que necessite da resposta da rede, como por exemplo, níveis de tensão e/ou frequência, a modelagem do inversor deve ser feita usando ferramentas que permitem obter respostas da rede, como por exemplo, a ferramenta MODEL. No entanto, para este caso, que espera-se analisar os impactos no sistema, e não a resposta, pode-se modelar como fonte de corrente.

Assim, o modelo do inversor é apresentado como uma fonte de corrente. Para se obter com maior precisão o nível da corrente a ser injetada na rede utilizou-se o programa SOLergo para simular um projeto fotovoltaico e obteve-se os parâmetros reais de módulo e inversor.

3.3 Projeto Fotovoltaico

Nesta parte se prevê o dimensionamento de um sistema de geração de energia elétrica a partir de uma fonte solar fotovoltaica conectada à rede, seguindo os critérios apresentados na RN 687 da ANEEL.

As instalações elétricas são projetadas, executadas e ensaiadas de acordo com as últimas revisões das normas aplicáveis da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), das quais, destacam-se as seguintes:

- NBR 5419 - Proteção contra descargas atmosféricas;
- NBR 378 - Conectores empregados em ligações de condutores elétricos de cobre;
- NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão;
- NR 10 - Instalações e serviços em eletricidade.

O projeto de sistemas fotovoltaicos foi desenvolvido no *software* SOLergo, programa dedicado a realidade normativa e fiscal brasileira, usa parâmetros como: dados climáticos, sombreamentos, gerador fotovoltaico, dimensionamento do inversor, diagramas elétricos, entre outros.

Consideraram-se alguns parâmetros pré-definidos para a elaboração do projeto do sistema fotovoltaico, tais como fabricante do módulo fotovoltaico Jinko Solar 320 W, o inversor a ser utilizado, e a inclinação dos painéis simulou-se para o sistema ideal, neste caso 25° ³. O *datasheet* do painel e inversor pode ser analisado nos anexos.

O objetivo desta etapa do estudo é obter os parâmetros do inversor para tornar a simulação da alocação da GD mais real o possível, para isto, simularam-se dois cenários, o primeiro com a maior potência permitida na legislação da geração distribuída (5 MW), e o segundo caso com a maior potência para minigeração distribuída (75 kW).

O sistema de conversão é composto por um conjunto de conversores estáticos (inversores). O conversor CC/CA utiliza um sistema idôneo de transferência de potência a rede de distribuição, em conformidade aos requisitos técnicos e normas de segurança. Os valores de tensão e corrente do dispositivo de entrada são compatíveis com o sistema fotovoltaico, enquanto os valores de saída são compatíveis com os valores da rede ao qual está conectado ao sistema.

As principais características do grupo conversor são apresentadas na Tabela 6.

³ Parâmetros pré-definidos: estes parâmetros seguiram o mesmo que a empresa Sonnen Energia utiliza para os projetos, considerando como método de escolha o custo benefício, levando em conta a qualidade e o preço.

Tabela 6: Principais características do grupo conversor

DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR	
Fabricante:	Fronius Eco
Modelo	Eco 27.0-3-S
Rastreador	1
Entrada para rastreador	1
Características elétricas	
Potência nominal	27 kW
Potência máxima	27 kW
Potência máxima por rastreador	27 kW
Tensão nominal	650 V
Tensão máxima	1000 V
Tensão mínima por rastreador	580 V
Tensão máxima por rastreador	850 V
Tensão máxima de saída	650 Vac
Corrente nominal	71,6 A
Corrente máxima	71,6 A
Corrente máxima por rastreador	71,6 A
Rendimento	0,9

Fonte: Autoria própria, 2017

3.3.1 Cenário 1 – Geração Distribuída de até 75 kW

Para visualizar com mais detalhes a elaboração do projeto fotovoltaico ver Apêndice A.

Para este projeto de potência de pico de 74,88 kWp são necessários 234 módulos Jinko Solar de 320W e 3 inversores Fronius Eco 27 kW. As principais características do grupo conversor são para este caso pode ser analisado na Tabela 6.

Neste caso, considera-se a corrente nominal de 71,6 A para três inversores obtém-se um valor de 214,8 A para ser injetado na rede.

3.3.2 Cenário 2 – Geração Distribuída de até 5 MW

Para visualizar com mais detalhes a elaboração do projeto fotovoltaico ver Apêndice B.

Para este projeto de potência de pico de 4.985,6 kWp são necessários 15.580 módulos Jinko Solar de 320W e 164 inversores Fronius Eco 27 kW. As principais características do grupo conversor para este caso podem ser analisadas na Tabela 6.

Neste caso, considerando a corrente nominal de 71,6 A para 164 inversores obtém-se um valor de 11.742,4 A para ser injetado na rede.

3.4 Cálculo do Fluxo de Potência

A resolução do cálculo de fluxo de potência, ou fluxo de carga permite conhecer as magnitudes e ângulos de tensão em todos os nós do sistema, assim como as perdas e correntes.

Na seção 2.1 falou-se brevemente do fluxo de potência, e métodos numéricos para o cálculo do fluxo de potência. No programa ATP Draw quando se executa o programa é realizado o cálculo do fluxo de potência, pode-se analisar da condição inicial ou do ponto de vista transitório.

O método de cálculo é uma função não-linear, e o resultado da convergência iterativa do fluxo pode ser analisado no arquivo com extensão “.lis”, fornece como resultados: tensão, corrente, dados de fluxo de potência, perdas de energia, entre outros.

3.5 Qualidade da Tensão

A qualidade de tensão pode ser analisada tendo como base o Módulo 8 do PRODIST, como já mencionado na seção 2.2.1 Legislação da Geração Distribuída.

O módulo 8 estabelece e padroniza os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, estabelecendo os limites e valores de referência de acordo com cada nível de tensão, na Tabela 7, é estabelecido para a faixa de atendimento de tensão os limites de tensão para pontos de conexão em tensão nominal a superior a 1kV e inferior a 69kV, correspondente aos limites da tensão do sistema (23kV).

Tabela 7: Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL \leq 0,90TR$ ou $TL \geq 1,05TR$

Fonte: Módulo 8 – PRODIST, 2017

3.6 Perdas no Sistema

Neste trabalho serão abordadas apenas as Perdas Técnicas, relativas ao transporte de energia elétrica na rede, desta forma perdas por efeito Joule, como já foi mencionado na seção 2.5.

As perdas técnicas por efeito Joule dependem basicamente de dois fatores determinantes: a tensão e a topologia da rede. Representada pela Equação (3):

$$P = IV \quad (3)$$

A Equação (3) pode ser reescrita em função da distância da linha, ou seja, representada pela resistência do fio, como mostra a Equação (4):

$$P = IV = I_R(I_R R) = I_R^2 R \quad (4)$$

Ou ainda, pode-se escrever a Equação (3) em função da tensão e distância da linha, como mostra a Equação (5):

$$P = IV = \frac{V_R}{R} V = \frac{(V^R)^2}{R} \quad (5)$$

Nota-se que para o cálculo da perda elétrica na linha de distribuição usa-se o fluxo de corrente através do resistor.

O módulo 7 do PRODIST apresenta os passos para o cálculo das perdas a partir do fluxo de potência, a partir da magnitude e ângulo de tensão em todas as barras inicia-se o ciclo de iterações para encontrar as correntes requeridas pelos elementos ativos e as tensões na barra, até a iteração satisfazer a tolerância especificada. A metodologia da análise das perdas se dá de maneira similar análise do fluxo de potência, o programa ATP Draw quando executado gera um arquivo com extensão “.lis” que fornecerá o resultado.

4 APRESENTAÇÃO DA PESQUISA E ANÁLISE DOS RESULTADOS

As simulações foram realizadas considerando cenários distintos da operação do alimentador. Partindo da condição de operação radial, cenários distintos foram simulados buscando o melhor local para a inserção da GD.

Propõe-se dois cenários de estudo. O primeiro cenário parte do princípio da alocação de grande potência instalada e poucas quantidades de GDs, como por exemplo, uma Usina Fotovoltaica de até 5 MW. O segundo cenário simula pequena potência instalada, mas muitas unidades geradoras, representando a modalidade da geração mais usual pelos consumidores, ou seja, sistemas residenciais ou comerciais de até 75 kW.

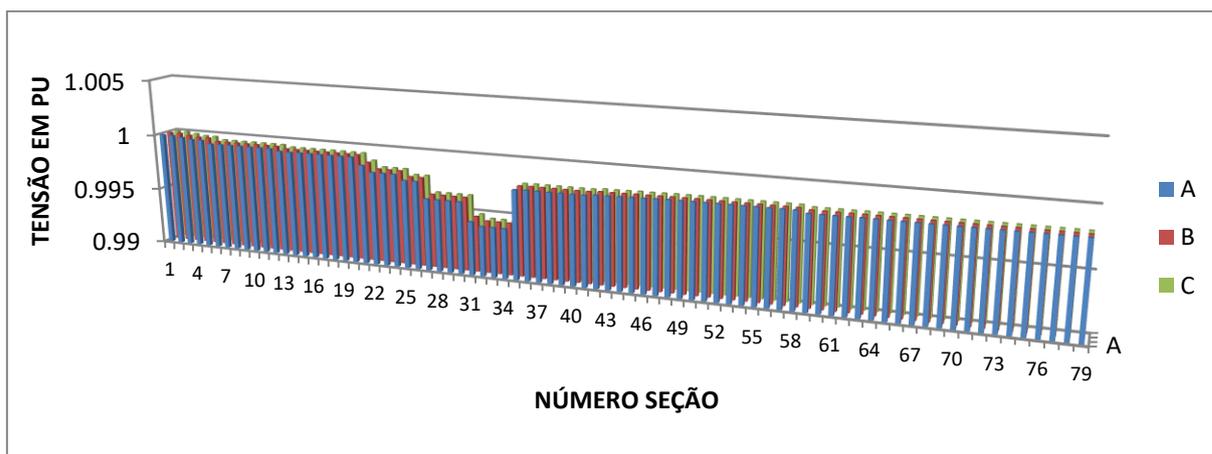
A partir do sistema radial, encontra-se a um primeiro momento, os possíveis melhores lugares para a alocação da GD. A análise é realizada a partir de valores de magnitude e ângulo de tensão e corrente, fluxo de carga e perdas.

Para cada cenário propõem-se diversos casos, analisando através do cálculo do fluxo de potência, a qualidade de tensão e as perdas do sistema. Com base na análise dos resultados determina o melhor local para a redução dos impactos da inserção da geração distribuída fotovoltaica.

4.1 Sistema Radial

Considerando o sistema radial, e os dados da modelagem do sistema elétrico, obteve-se magnitude e ângulos das tensões em todos e ramos do sistema, magnitude e ângulos das correntes em nós e ramos, fluxo de potência e perdas nas barras.

A tensão em todos os nós pode ser analisada na Figura 19 representando o perfil de tensão do sistema. Analisando a Figura 19 nota-se uma variação de tensão entre o nó 27 ao nó 35, representando um dos ramos do sistema. Este afundamento no perfil de tensão pode representar condutores pequenos ou carga elevada, no entanto, quando analisado a topologia do sistema, nota-se que não há grandes variações nos condutores, concluindo-se desta forma, que este afundamento é devido a carga elevada nestes ramos.

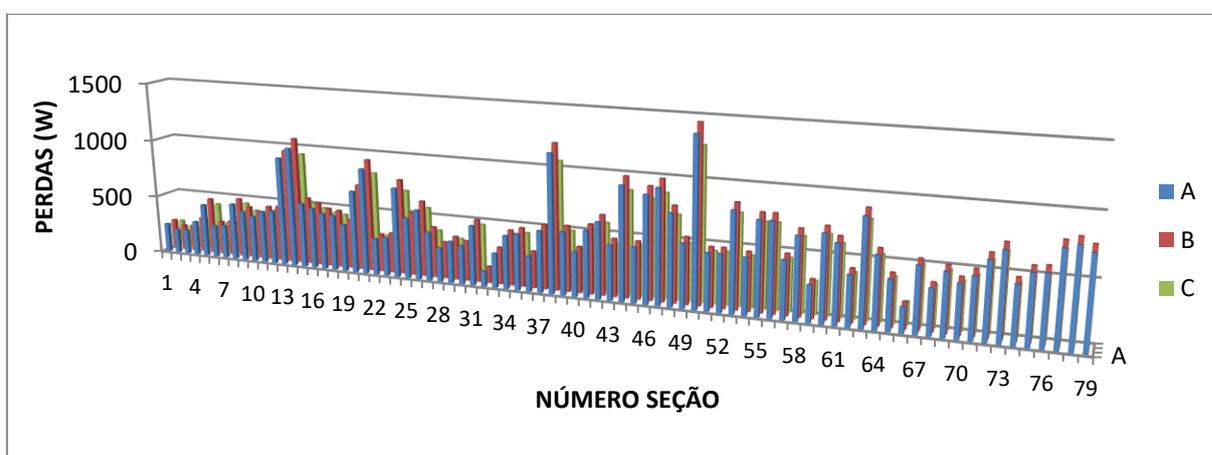


Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 19: Perfil de tensão para o sistema radial

A ANEEL, afirma que a GD quando bem alocada poderá ser capaz de aliviar o carregamento das redes. Desta forma, supõe-se que o ramo que apresenta alto carregamento pode ser um bom local, ajudando a manter a qualidade do nível de tensão, e conseqüentemente diminuindo as perdas.

As perdas de tensão para o sistema radial é ilustrado na Figura 20. Observa-se que a maior perda foi no nó 50, alcançando 1.400 W. As perdas totais contabilizadas foram 2.97E+05 W, mantendo-se em média 543,9 W.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 20: Perdas para o sistema radial

Desta forma, analisando estes perfis de tensão e perdas escolhem-se casos para se analisar o comportamento da inserção da GD. Escolhem-se os nós de acordo com a localização dos ramos, alguns que são finais de linha com o intuito de verificar a qualidade de tensão e os nós que apresentam que na Figura 19

apresentaram afundamento de tensão. Logo, os nós selecionados para avaliar a inserção da GD foram: 35, 41, 56, 71 e 80.

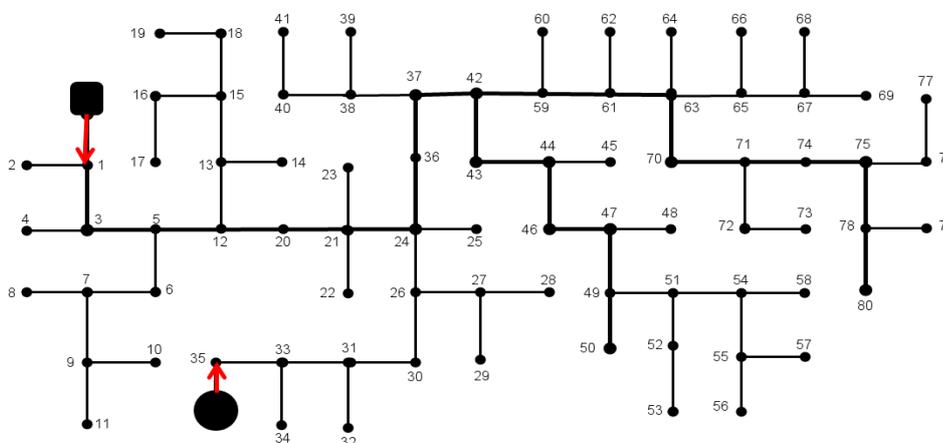
Considera-se para o cálculo da tensão em PU, a tensão no primeiro nó no caso radial, desta forma, tensão de base como 18.780,8V como 1pu.

4.2 Sistema com Geração Distribuída de 5 MW

A modelagem da GD de 5 MW foi representada como uma fonte de corrente de 11.742,4 A, 220 V de tensão e 5 MW, acoplada em uma reatância. Os parâmetros foram estabelecidos na seção de modelagem da GD.

4.2.1 Caso 1 – GD no nó 35

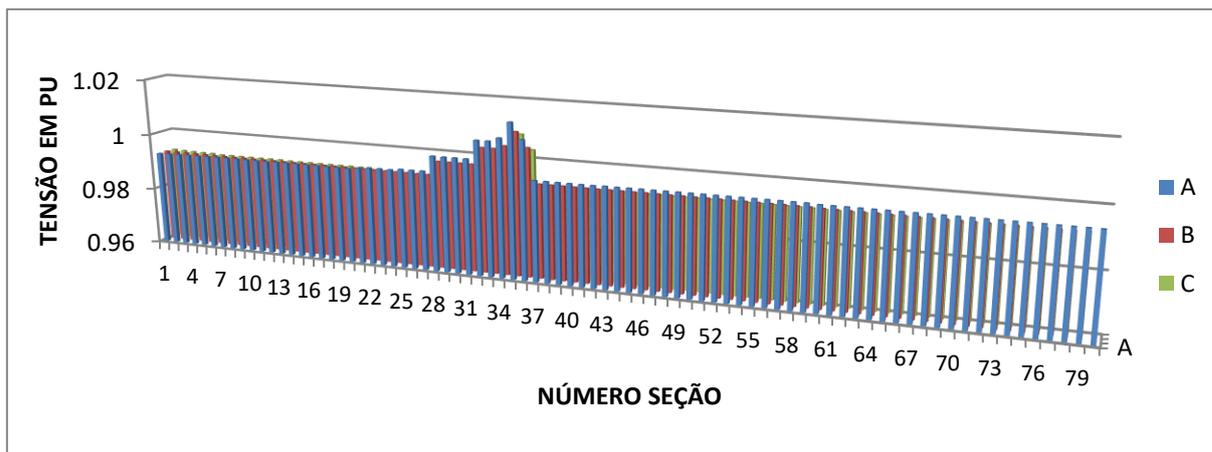
No primeiro caso aloca-se a GD no nó 35, ramo que apresentava a maior queda de tensão no sistema radial. A GD alocada neste caso é demonstrada na Figura 21.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 21: Alocação da GD no nó 35

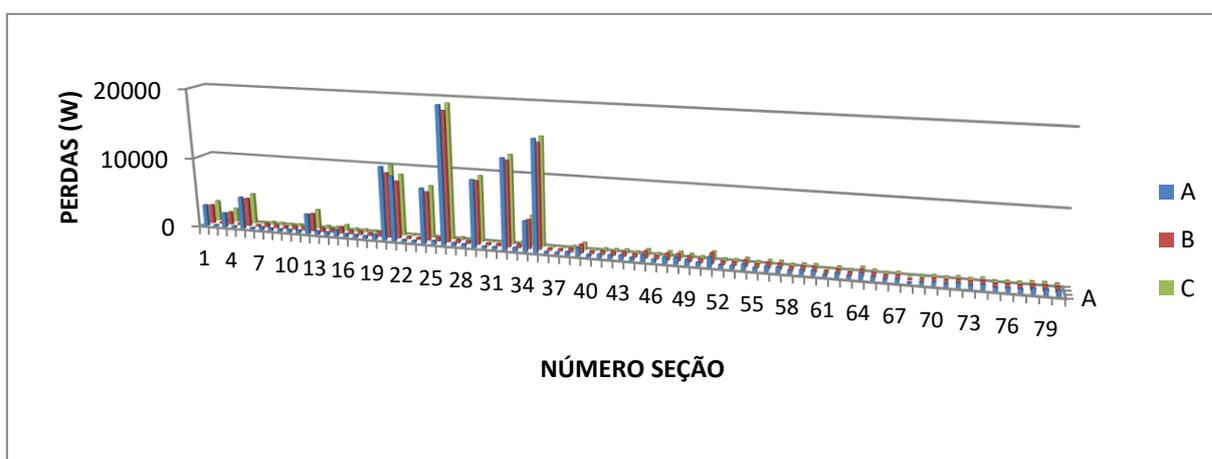
Considerando o caso da inserção da GD no nó 35, obteve-se o perfil de tensão apresentado na Figura 22. Nota-se que o perfil em alguns pontos apresentou picos de tensão, tendo seu máximo com 1,04 pu, no nó 35, onde foi inserido a GD. Mas pode-se dizer que não apresentou grandes variações de tensão, desconsiderando o pico onde a GD foi inserida e seus ramos vizinhos, manteve-se uma média de 0,994 pu em grande parte do sistema.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 22: Perfil de tensão para o sistema com GD no nó 35

As perdas do sistema podem ser analisadas na Figura 23 tendo o máximo de 19.461,5 W, no nó 26 e a média em 517,1 W. Nota-se que o sistema apresentou alguns picos de tensão, em ramos vizinhos ao que a GD foi inserida, no restante do sistema apresentou perdas relativamente baixas, quando comparado com o sistema radial a média das perdas diminuíram cerca de 5%.

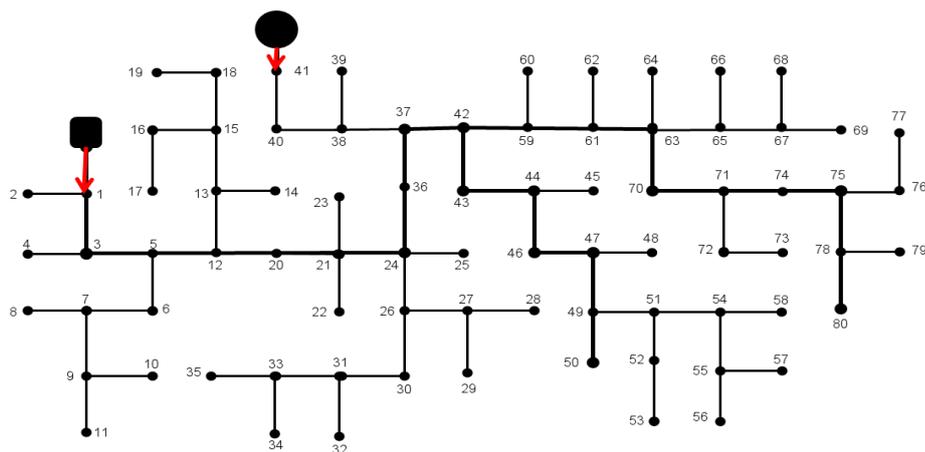


Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 23: Perdas para o sistema com GD no nó 35

4.2.2 Caso 2 – GD no nó 41

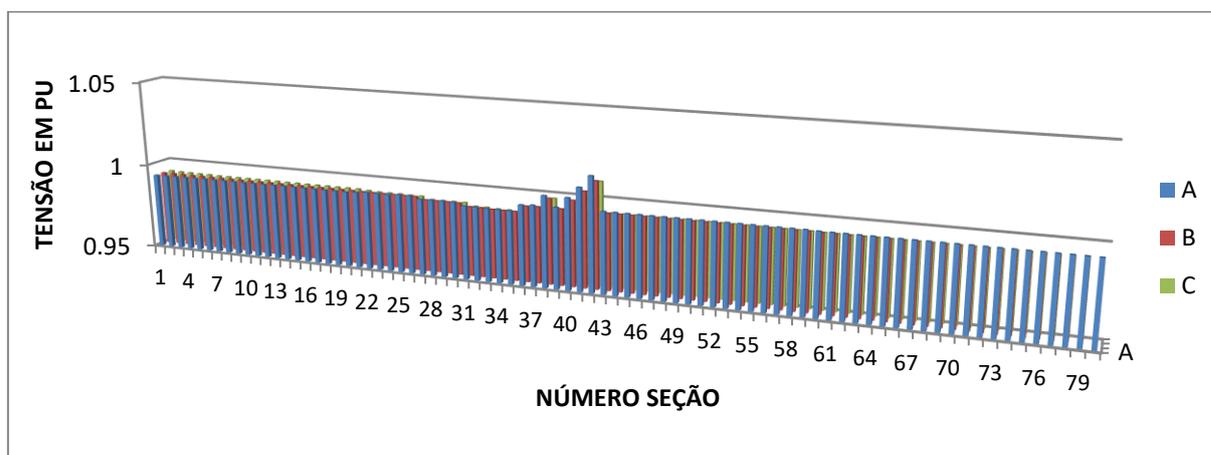
Para o segundo caso, aloca-se a GD no nó 41, como mostra a Figura 24.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 24: Alocação da GD no nó 41

No segundo caso, analisando os impactos no perfil da tensão (Figura 25) da inserção da GD no nó 41, percebe-se que novamente, como esperado, observa-se que o pico de tensão é nó da GD, com 1,015 pu.

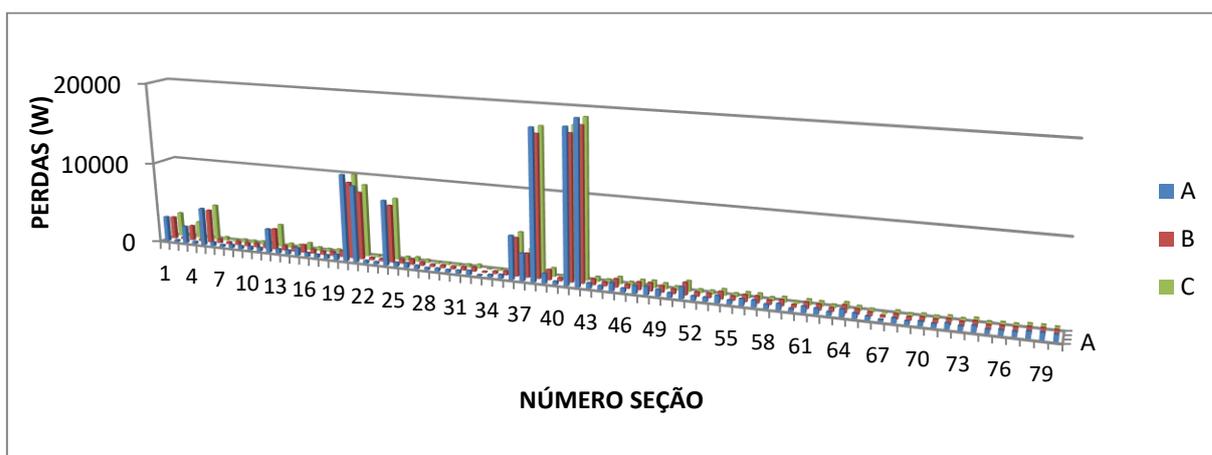


Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 25: Perfil de tensão para o sistema com GD no nó 41

O primeiro nó apresenta a maior queda de tensão com 0,988 pu. Neste caso, nota-se que grande parte dos nós apresenta cerca de 0,993 V, apresentando picos onde a GD foi inserida e nos ramos vizinhos.

As perdas do sistema podem ser analisadas na Figura 26 tendo o máximo de 19.300,5 W, nota-se que o ponto de maior perda é o ponto em que foi inserido a GD, como esperado. No entanto, além dos picos em alguns pontos, as perdas se mostraram elevadas, em média em 1.711,59 W, quando comparado as perdas com o sistema radial, percebe-se um aumento de 170% na média das perdas.

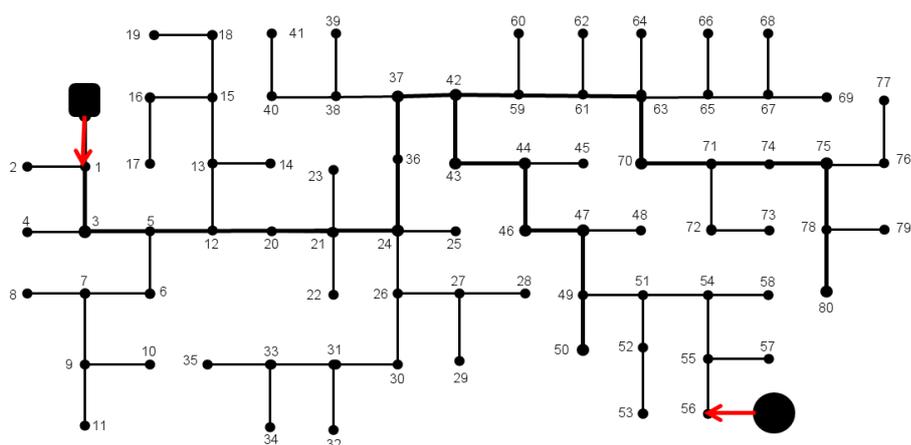


Fonte: Autoria própria

Figura 26: Perdas para o sistema com GD no nó 41

4.2.3 Caso 3 – GD no nó 56

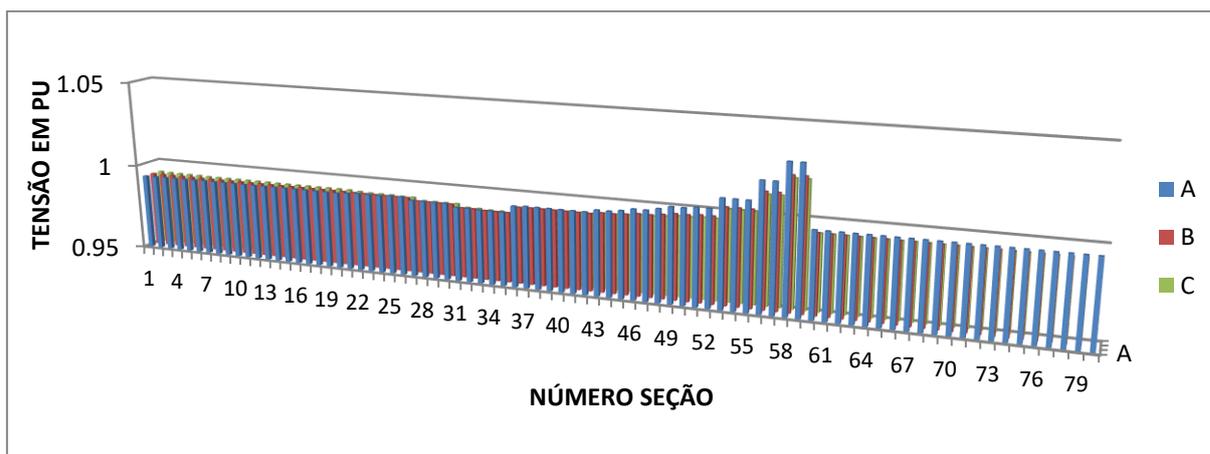
No terceiro caso aloca-se a GD no nó 56, como mostra a Figura 27.



Fonte: Autoria própria

Figura 27: Alocação da GD no nó 56

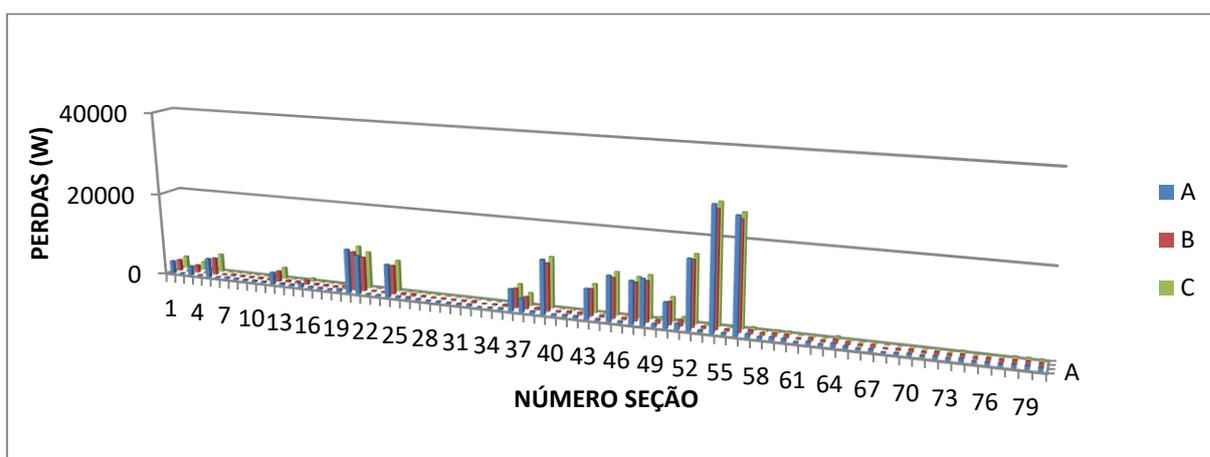
O perfil de tensão para o caso 3 pode ser analisado na Figura 28. Analisando a variação do perfil de tensão para este caso, nota-se que a maior tensão apresenta 1,031 pu, no nó em que foi alocada a GD, e no menor ponto de tensão, no nó 1, 0,9882 pu. Em média os nós apresentaram cerca de 0,998 pu, nota-se ainda que neste caso não há um perfil de tensão contínuo, apresentando em vários nós picos e oscilações de tensão.



Fonte: Autoria própria

Figura 28: Perfil de tensão para o sistema com GD no nó 56

As perdas do sistema podem ser analisadas na Figura 29 tendo o máximo de 27.938 W, no nó próximo ao nó em que foi inserido a GD e a média em 2.512,8 W. Ao se comparar a média das perdas neste caso com a média das perdas no caso radial, nota-se um aumento de aproximadamente 362%.

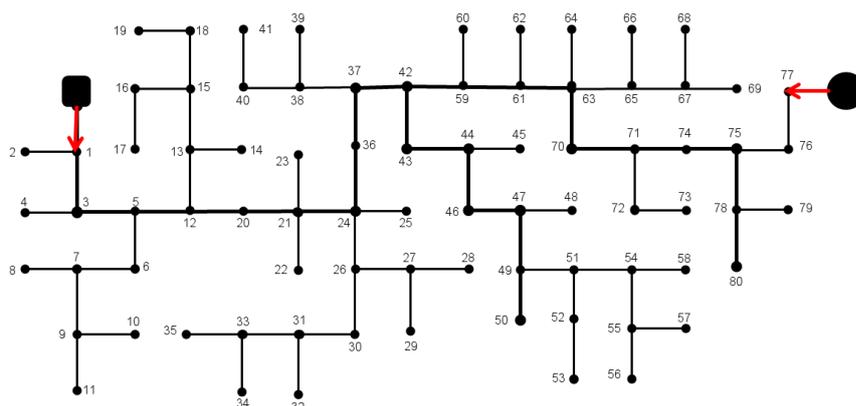


Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 29: Perdas para o sistema com GD no nó 56

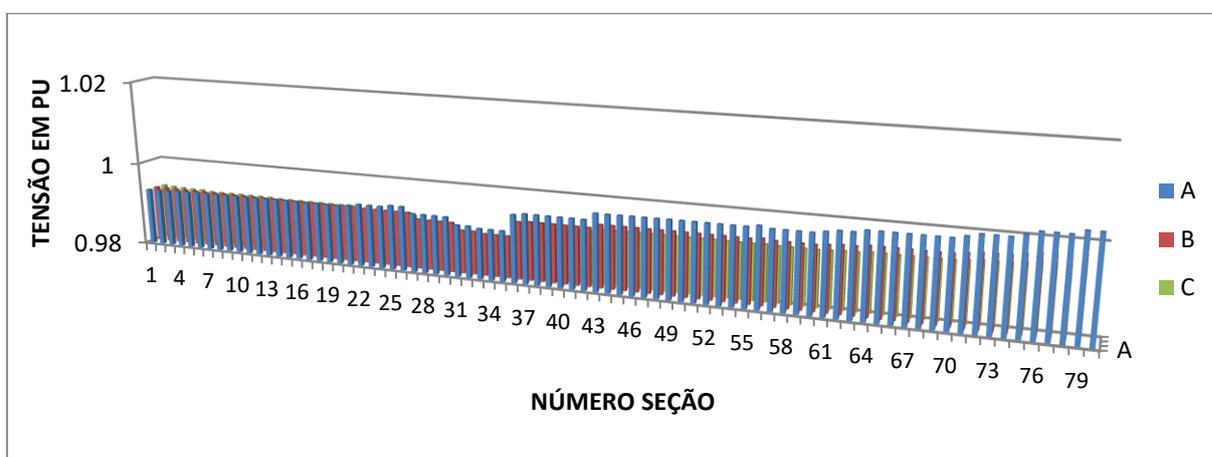
4.2.4 Caso 4 – GD no nó 77

Para o quarto caso aloca-se a GD no nó 77, como mostra a Figura 30. No quarto caso, analisam-se os impactos no perfil da tensão na Figura 31. Neste caso, a média apresentou-se em torno de 0,994 pu, com uma maior constância, apresentando-se crescente. Com pico de maior tensão com 1,003 pu na fase A e menor tensão com 0,988 pu na fase C.



Fonte: Autoria própria, 2017

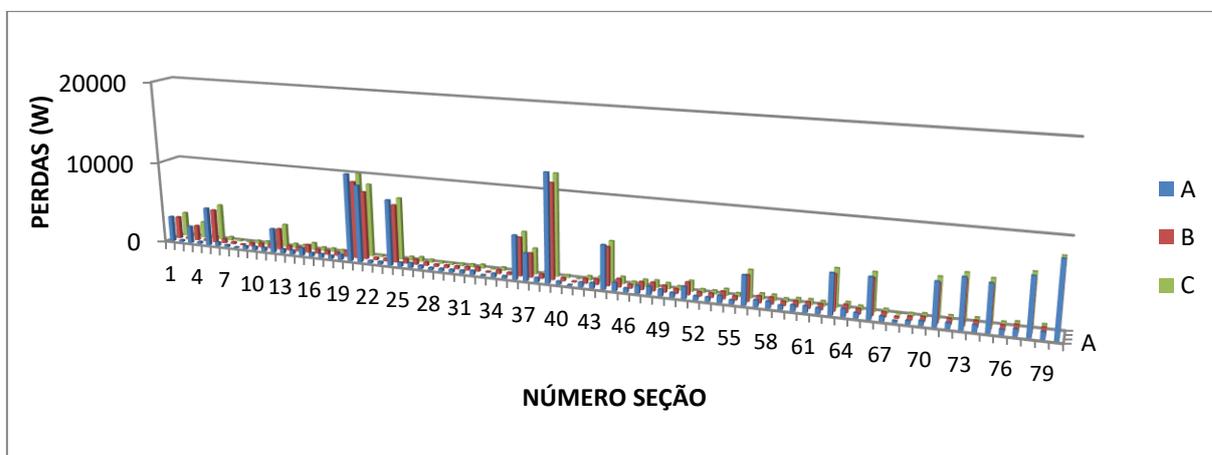
Figura 30: Alocação da GD no nó 77



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 31: Perfil de tensão para o sistema com GD no nó 77

As perdas do sistema podem ser analisadas na Figura 32 tendo o máximo de 12.812,1 W, no nó 42. A média das perdas foi de 1.704,9 W, cerca de 213,4% maior que as perdas do sistema radial.

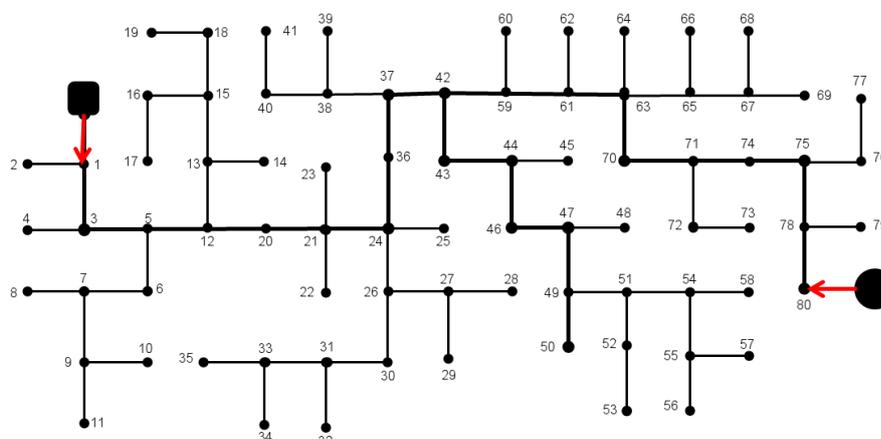


Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 32: Perdas para o sistema com GD no nó 77

4.2.5 Caso 5 – GD no nó 80

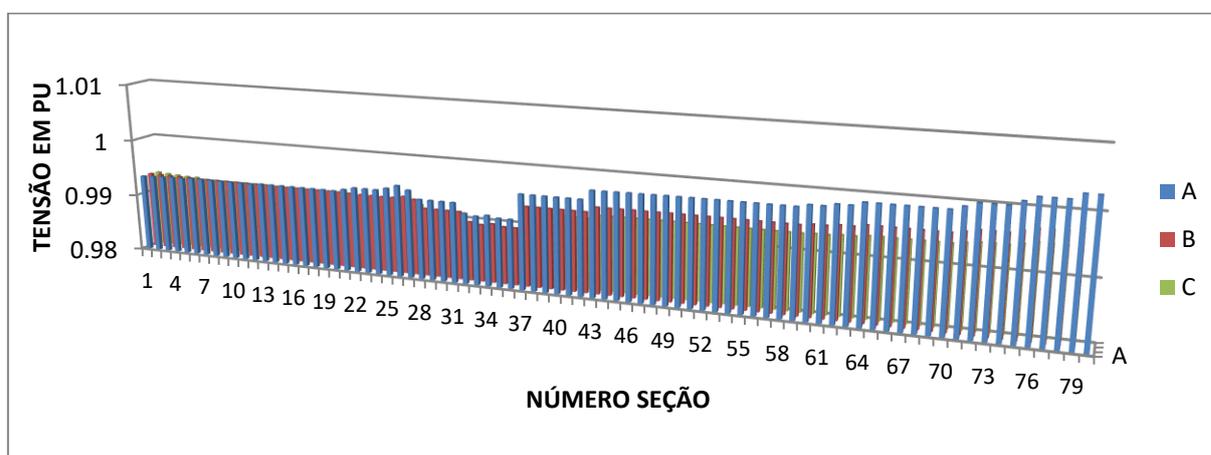
No caso cinco, alocou-se a GD no nó 80, como ilustra a Figura 33.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 33: Alocação da GD no nó 80

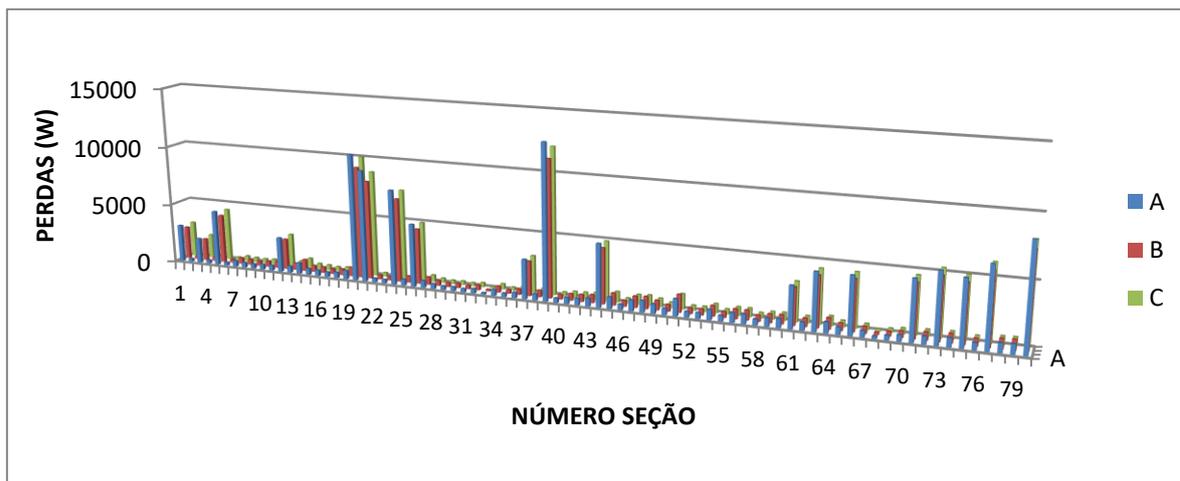
No último caso, analisa-se o perfil de tensão para o último nó do sistema, nó de fim de rede. O perfil de tensão pode ser analisado na Figura 34. Nota-se visualmente, que a média com cerca de 0,994 pu, apresentou-se como um padrão crescente. No ponto de maior tensão obteve-se 1,004 pu e o ponto com menor tensão 0,988 pu.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 34: Perfil de tensão para o sistema com GD no nó 80

As perdas do sistema podem ser analisadas na Figura 35 tendo o máximo de 12.812,1 W, no nó 42 e a média em 1.714,2 W, cerca de 215% maior quando comparado ao sistema radial.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 35: Perdas para o sistema com GD no nó 80

4.2.6 Comparação dos cinco casos

Comparou-se os cinco casos simulados com o sistema radial para analisar mais detalhadamente os impactos no perfil da tensão, pode-se analisar a comparação na Tabela 8. A tabela mostra por fase, a média das tensões, o máximo e o mínimo ponto de tensão. Nas colunas de comparação tem-se a variação máxima e mínima, fazendo a diferença de ponto de máxima tensão e o ponto de mínima tensão para se analisar a oscilação da tensão no sistema. E por último na coluna “Variação Média” tem-se a porcentagem da variação considerando-se o sistema radial como padrão, e a partir deste sistema calculou-se o quanto variou a média de tensão em cada caso, para cada fase.

Tabela 8: Comparação do perfil de tensão para os cinco casos simulados para a alocação da GD.

Casos	Fase A			Comparação	
	Média	Máximo	Mínimo	Variação máx. e min.	Variação média (%)
Caso 0	18.745,9	18.780,7	18.674,2	106,5	100%
Caso 1	18.708,3	19.049,2	18.657,3	391,84	99,79%
Caso 2	18.700,9	19.068,8	18.626,5	442,3	99,75%
Caso 3	18.745,8	19.380,1	18.624,9	755,2	99,99%
Caso 4	18.717,6	18.847,0	18.626,7	221	99,84%
Caso 5	18.717,5	18.847,0	18.626,6	220,4	99,84%
Casos	Fase B			Comparação	
	Média	Máximo	Mínimo	Variação máx. e min.	Variação média (%)

Caso 0	18.746,5	18.780,9	18.678,5	102,4	100%
Caso 1	18.673,7	19.650,9	18.974,9	676	99,61%
Caso 2	18.700,9	19.068,8	18.626,5	442,3	99,75%
Caso 3	18.694,2	19.222,5	18.588,8	633,7	99,72%
Caso 4	18.669,5	18.743,3	18.589,9	153,4	99,58%
Caso 5	18.669,5	18.743,2	18.589,9	153,3	99,58%
Casos	Fase C			Comparação	
	Média	Máximo	Mínimo	Variação máx. e min.	Variação média (%)
Caso 0	18.746,3	18.780,1	18.677,9	102,2	100%
Caso 1	18.652,1	18.944,0	18.625,1	318,9	99,49%
Caso 2	18.639,4	18.954,6	18.563,4	391,2	99,42%
Caso 3	18.663,8	19.165,0	18.561,8	603,2	99,55%
Caso 4	18.640,9	18.691,4	18.563,8	127,6	99,43%
Caso 5	18.640,9	18.691,4	18.563,8	127,6	99,70%

Fonte: Autoria Própria, 2017

Tendo como base a variação no perfil da tensão, como mostra a Tabela 8 nota-se que o melhor caso simulado foi o caso 1. A ANEEL estabelece pelo módulo 8, do PRODIST para faixa de operação entre 1kV e 69kV, a tensão adequada entre 0,93Vb e 1,05Vb, considerando Vb como 18.780,4V, corresponde os limites de tensão adequada como 17.465,7V e 19.719,4V respectivamente. Nota-se que todos os casos simulados para a inserção desta GD mostram-se satisfatório dentro das normativas estabelecidas.

A comparação entre as perdas pode ser analisada na Tabela 9. A primeira linha da tabela informa as perdas totais em cada caso, a segunda linha é calculada a percentagem das perdas tendo como padrão o sistema radial.

Tabela 9: Comparação das perdas do sistema para os cinco casos simulados para a alocação da GD

	Sistema Radial	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Perdas Totais	2,97E+05	6,1206E+05	6,0902E+05	8,0507E+05	6,0948E+05	6,0948E+05
Porcentagem baseado no sistema radial	100%	206,08%	205,05%	271,06%	205,21%	205,21%

Fonte: Autoria Própria, 2017

Nota-se que o melhor caso objetivando-se a otimizar as perdas totais foi o caso 2, com cerca de 66% a menos de perdas ao pior caso (caso 3). No entanto, estas perdas totais são definidas principalmente pelos picos de perdas. Quando se analisa as perdas médias em cada caso, o melhor caso apresentou uma redução de perdas de 5% quando se alocou a geração distribuída no nó 35.

Todos os demais casos elevaram as perdas, no pior caso, às perdas apresentaram um aumento de 362%.

Nota-se ainda, quando comparado os nós com maiores níveis de perdas, dos cinco casos, o maior nível de perda apresentou-se três vezes no nó 42, justificado pelo fato que este nó é um nós mais extensos do sistema, e, além disto, é um nó que conecta dois grandes ramos ao sistema.

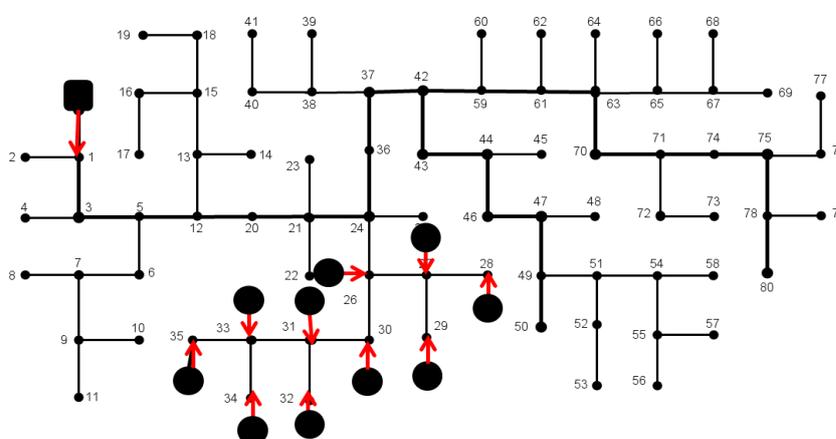
4.3 Sistema Teste – GD como fonte de corrente de 75 KW

A modelagem da GD de 75 kW foi representada como uma fonte de corrente de 214,8 A, 220 V de tensão e 75 kW, acoplada em uma reatância. Os parâmetros foram estabelecidos na seção de modelagem da GD.

Para este cenário foi considerado um nível de penetração de 3%, correspondendo a 10 gerações distribuídas. A partir do caso radial elaboraram-se três cenários distintos: o primeiro foi alocado as GDs nos pontos de menores níveis de tensão, o segundo caso foi alocado nas extremidades e o terceiro caso foi alocado de maneira distribuída por todo o alimentador.

4.3.1 Caso 1 – GDs nos nós de menores níveis de tensão

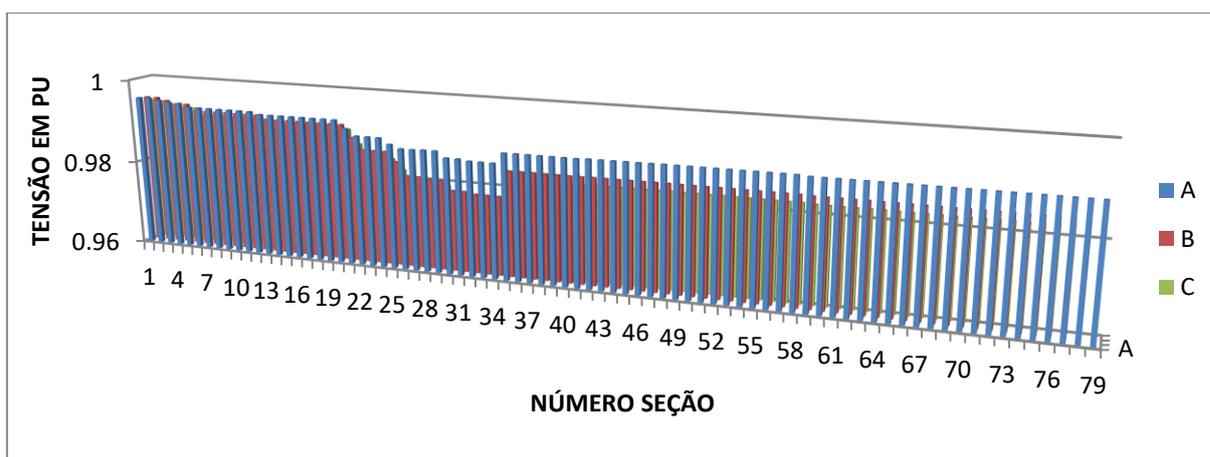
O caso 1 considerou os dez menores pontos de tensão, considerando o sistema radial, estes pontos foram: 26, 27, 28, 29, 30, 31, 33, 33 e 34, como ilustra a Figura 36, formando o ramo de maior carregamento do sistema, e que apresentava o maior afundamento de tensão no perfil.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 36: Alocação das 10 GDs nos menores pontos de tensão para o sistema radial

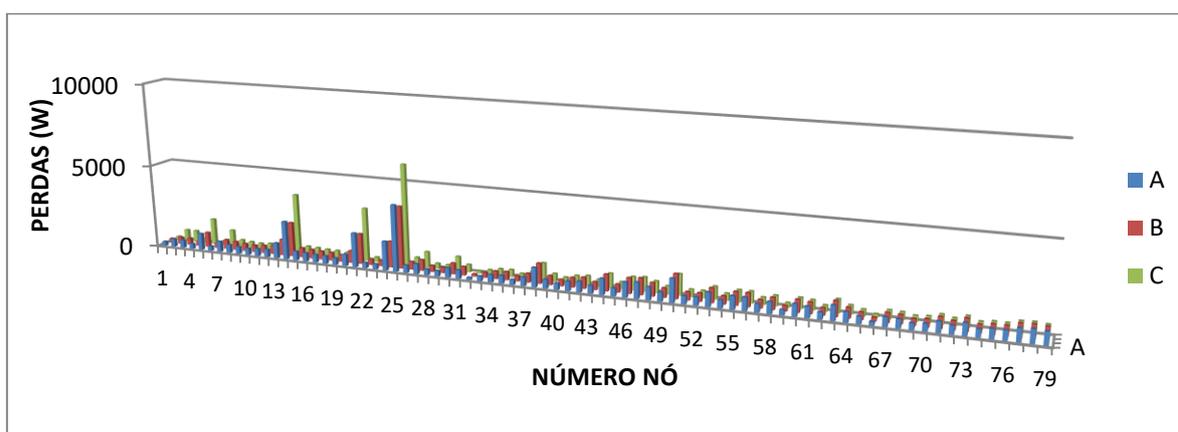
Para o caso da inserção nos pontos de menores níveis de tensão, considerando o sistema radial, obteve-se o perfil de tensão apresentado na Figura 37. Nota-se que o perfil apresentou-se constante, tendo seu máximo com 0,995 pu. Pode-se dizer que o perfil de tensão manteve-se estável, manteve-se uma média de 0,987 pu.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 37: Perfil de tensão para o sistema para o caso 1

As perdas do sistema podem ser analisadas na Figura 38 tendo o máximo de 6.031,5 W, no nó 25 e a média em 644,7 W. Quando se faz a comparação da média das perdas neste caso com a média das perdas do sistema radial, nota-se um aumento de 18,5%.

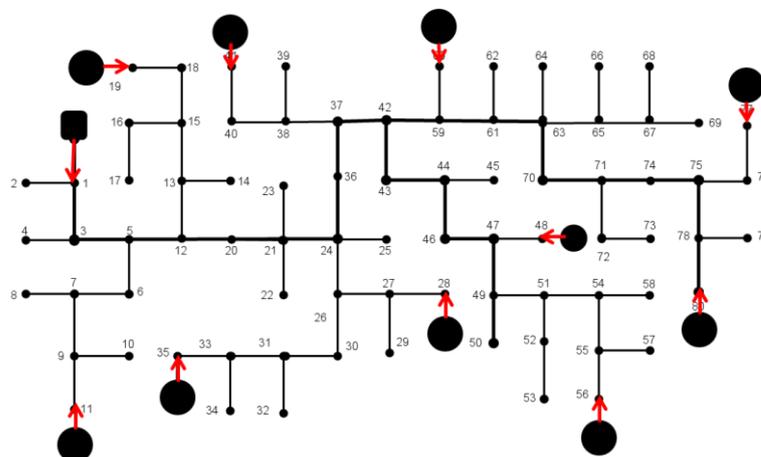


Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 38: Perdas para o sistema do caso 1

4.3.2 Caso 2 – GDs nas extremidades do sistema

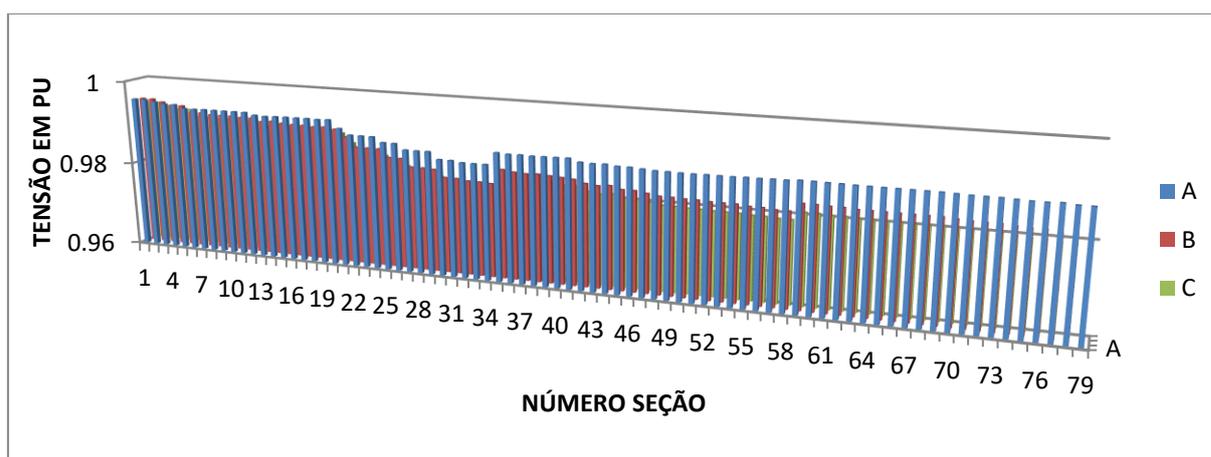
O segundo caso alocou as dez gerações distribuídas nos ramos finais, foram estes: 11, 19, 28, 35, 41, 48, 56, 60, 77 e 80, sem considerar o carregamento da linha, como ilustra a Figura 39.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 39: Alocação das 10 GDs nas extremidades do sistema

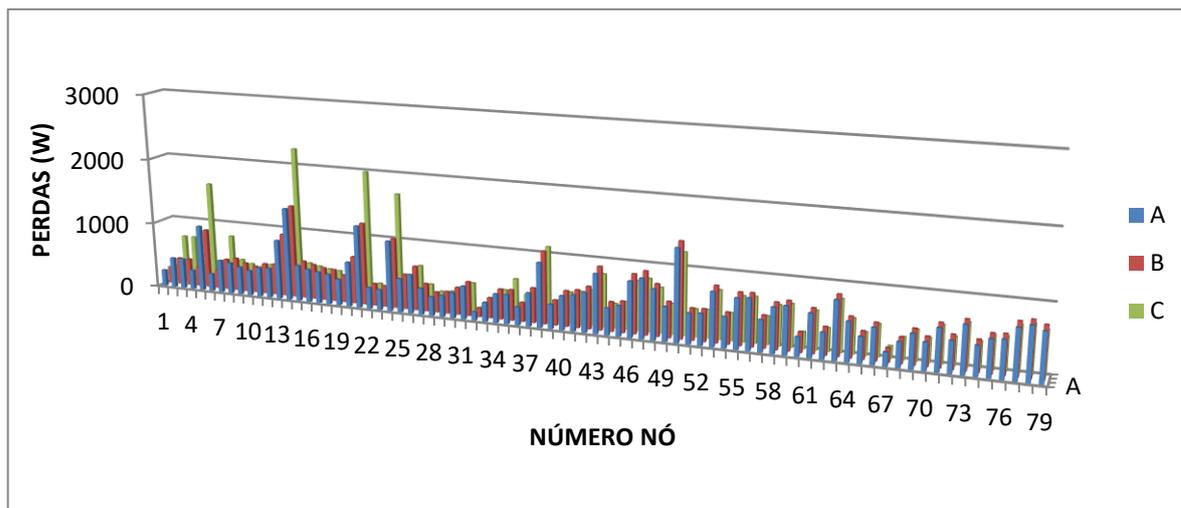
Para o caso da inserção na extremidade do sistema, obteve-se o perfil de tensão apresentado na Figura 40. Nota-se que o perfil apresentou-se quase constante, tendo seu máximo com 0,995 pu. Pode-se dizer que o perfil de tensão manteve-se estável, manteve-se uma média de 0,989 pu.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 40: Perfil de tensão do sistema para o segundo caso

As perdas do sistema podem ser analisadas na Figura 41 tendo o máximo de 1.406,24 W, no nó 21, e a média em 566,1 W, em relação a média das perdas no sistema radial apresentou um aumento de 4%.

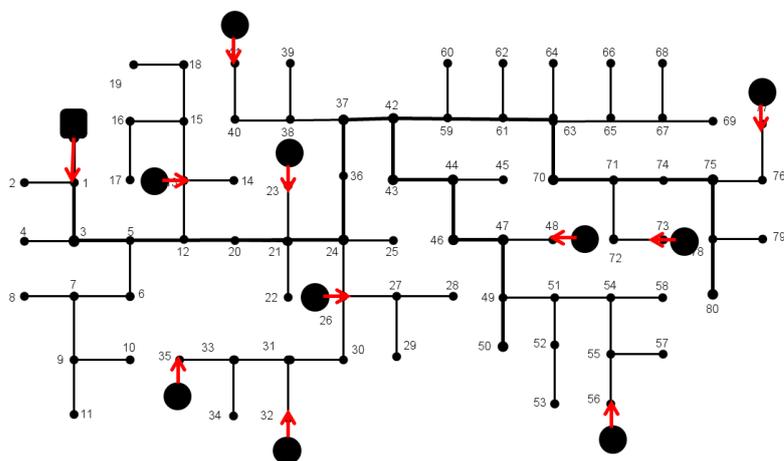


Fonte: Autoria própria

Figura 41: Perdas do sistema para o segundo caso

4.3.3 Caso 3 – GDs distribuídas no sistema

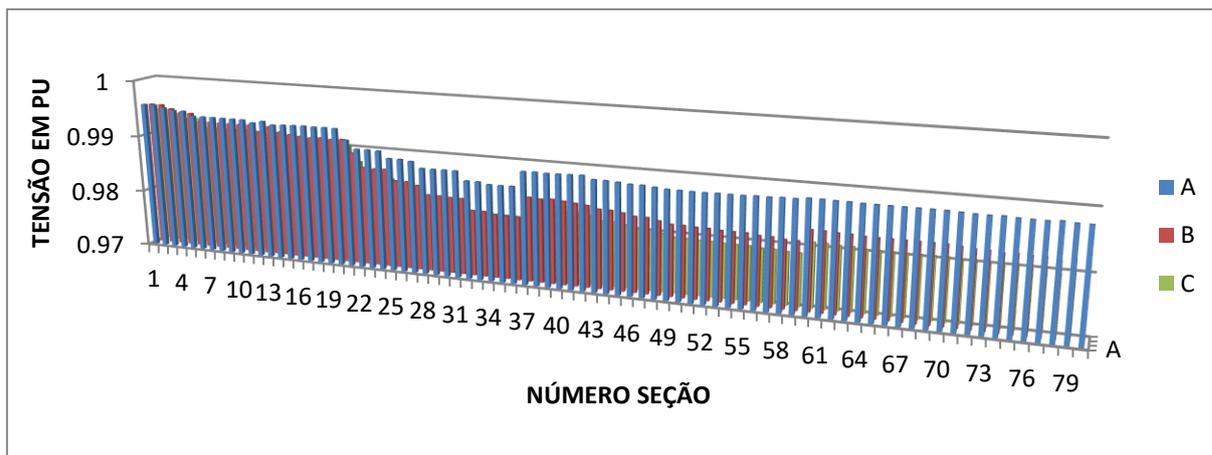
Para o terceiro caso alocou as dez gerações distribuídas de maneira distribuída em todo o alimentador levando em conta alguns pontos de maior carregamento, desta forma foram: 13, 23, 28, 32, 35, 41, 48, 56, 73 e 77, como demonstra a Figura 42.



Fonte: Autoria própria

Figura 42: Alocação das 10 GDs de maneira distribuída no sistema

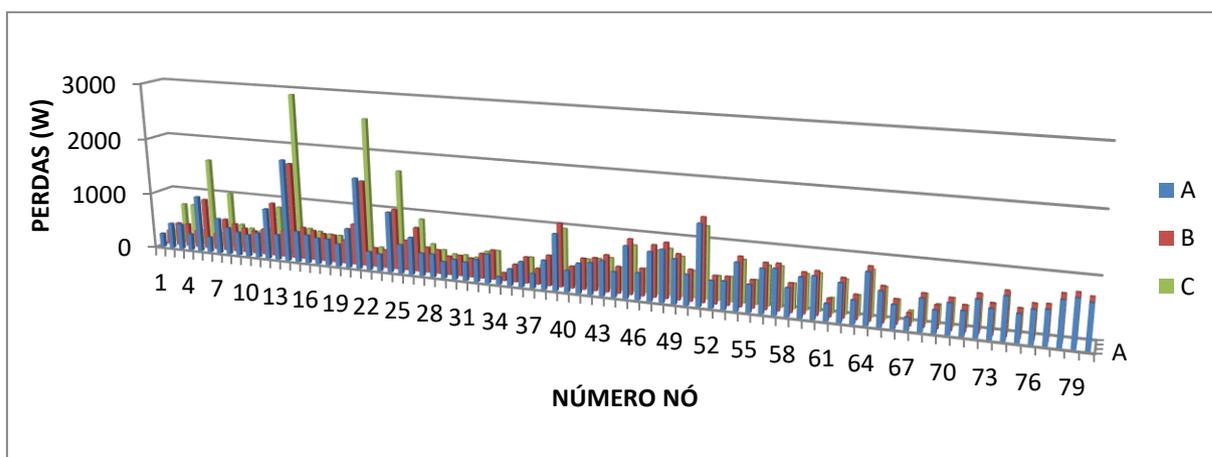
Para o caso da inserção nos pontos de menores níveis de tensão, considerando o sistema radial, obteve-se o perfil de tensão apresentado na Figura 43. Tendo seu máximo com 0,995 pu e manteve-se uma média de 0,986 pu.



Fonte: Autoria própria

Figura 43: Perfil de tensão do sistema para o terceiro caso

As perdas do sistema podem ser analisadas na Figura 44 tendo o máximo de 2.893,0 W, no nó 15, e a média em 576,68 W, apresentando um aumento de 6% quando comparado com a média das perdas do sistema radial.



Fonte: Autoria própria, 2017

Figura 44: Perdas do sistema para o terceiro caso

4.3.4 Comparação dos três casos

Comparou-se os três casos simulados com o sistema radial para analisar mais detalhadamente os impactos no perfil da tensão, pode-se analisar a comparação na Tabela 10.

Tabela 10: Comparação do perfil de tensão para os cinco casos simulados para a alocação da GD

Casos	Fase A			Comparação	
	Média	Máximo	Mínimo	Varição máx. e min.	Varição média (%)
Radial	18.745,9	18.780,7	18.674,2	106,5	100%
Caso 1	18.601,6	18.700,1	18.530,4	169,7	99,2%
Caso 2	18.595,9	18.700,1	18.529,4	170,7	99,1%
Caso 3	18.594,7	18.700,2	18.527,7	172,5	99,1%
Casos	Fase B			Comparação	
	Média	Máximo	Mínimo	Varição máx. e min.	Varição média (%)
Radial	18.746,5	18.780,9	18.678,5	102,4	100%
Caso 1	18.524,5	18.695,0	18.376,1	318,9	98,8%
Caso 2	18.512,6	18.694,6	18.432,1	262,5	98,7%
Caso 3	18.468,2	18.671,2	18.382,1	289,1	98,5%
Casos	Fase C			Comparação	
	Média	Máximo	Mínimo	Varição máx. e min.	Varição média (%)
Radial	18.746,3	18.780,1	18.677,9	102,2	100%
Caso 1	18.484,4	18.671,5	18.342,5	329,0	98,6%
Caso 2	18.640,9	18.671,1	18.384,6	286,5	99,4%
Caso 3	18.468,3	18.671,2	18.382,5	288,7	98,5%

Fonte: Autoria Própria, 2017.

Nota-se que todos os casos simulados para a inserção desta GD mostram-se satisfatório dentro das normativas estabelecidas, de acordo com os limites de tensão estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST.

A comparação entre as perdas pode ser analisada na Tabela 11. A primeira linha da tabela informa as perdas totais em cada caso, a segunda linha é calculada a porcentagem das perdas tendo como padrão o sistema radial.

Tabela 11: Comparação das perdas do sistema para os três casos simulados para a alocação da GD

	Sistema Radial	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Perdas Totais	2,97E+05	4,70E+05	4,56E+05	4,58E+05
Porcentagem baseado no sistema radial	100%	158,2%	153,5%	154,2%

Fonte: Autoria própria, 2017.

O melhor caso objetivando-se a otimizar as perdas foi o caso 2, com cerca de 5% a menos de perdas ao pior caso (caso 1).

Quando analisada o melhor caso para as perdas, considerando as médias das perdas e não as perdas totais, como discutido acima, nota-se que o melhor caso ainda é o caso 2, apresentando um aumento de 4% das perdas em relação ao sistema radial. No pior caso, apresentou-se 18,5% de aumento.

Nota-se que as diferenças de perdas neste cenário de maior número de GD e menor potência não foram tão expressivas como o cenário com uma única GD e maior potência.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com a crescente demanda de energia elétrica, a preocupação com a sustentabilidade e ainda as limitações de expansão de infraestrutura estão fazendo com que se torne cada vez mais frequente o uso das gerações distribuídas. As projeções esperam que as GDs tenha um crescimento de até 30% na matriz energética brasileira na perspectiva de 2050.

Sabe-se que a geração distribuída pode vir a trazer diversos benefícios para o sistema de distribuição e para o sistema elétrico de potência, neste estudo, analisou-se os impactos nas perdas e na tensão quando se inserida novas GDs no sistema, objetivando determinar o melhor local para a alocação de geradores distribuídos nos alimentadores do SDEE do noroeste do estado do Rio Grande do Sul.

Para isto, a partir da análise do sistema radial, propõe-se dois cenários de estudo. O primeiro representando uma usina fotovoltaica no limite da GD, isto é, de até 5MW. Para este caso, o melhor local para a inserção do gerador distribuído apresentou-se no lugar em que possuía os menores níveis de tensão no sistema radial, isto é, com altos carregamentos.

No melhor caso, o sistema obteve uma redução de 5% das perdas, enquanto para o pior caso apresentou um aumento de 362%, demonstrando a relevância do local nos impactos.

No segundo cenário, representando pequenas centrais geradoras, como por exemplo, residências e/ou comércios, a diferença das perdas entre o melhor e o pior caso foi de aproximadamente 15%. Nota-se que os números não se mostraram tão expressivos como quando se tem grandes potências instaladas, isso se deve ao fato de que são pequenas potências descentralizadas, de forma que ajudam a manter a qualidade do sistema sem causar grandes mudanças.

Foi possível analisar a importância da alocação ótima, especialmente no cenário de grandes potências instaladas. Observa-se ainda, que no primeiro cenário o nível de penetração usado foi maior que no segundo cenário.

Em trabalhos futuros espera-se determinar através de técnicas heurísticas e determinísticas a alocação ótima de geradores distribuídos, além do controle ótimo para a carga, imaginando um cenário de smart grid.

REFERÊNCIAS

ABRADE. **Perdas na Distribuição: baixa tensão, altos prejuízos** - Reportagem Especial Canal Energia, 2013. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/imprensa/artigos-e-releases/1018-perdas-na-distribuicao-baixa-tensao-altos-prejuizos-reportagem-especial-canal-energia>>

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Goran; SODER, Lennart.. **Electricity Market Regulations and their Impact on Distributed Generation**. Electric Power Systems Research, 2000.

_____. **Distributed Generation: a definition**. Electric Power Systems Research, 2001.

AHMADI, Hamed. MARTI, José R. MEIER, Alexandra Von. **A Linear Power Flow Formulation for Three-Phase Distribution Systems**. IEEE Transactions on Power Systems, 2016.

ANEEL. **Resolução n. 505 de 26 de novembro de 2001**: Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. 2001. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2001505.pdf>>.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 1 – Introdução**. 2016.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição**. 2017.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica**. 2017

_____. **Perdas de Energia**. Online, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false>

_____. **Informações gerenciais: Março de 2016**, Brasília, mar. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>>. Acesso em: 11 nov. 2017, às 13:30.

_____. **Capacidade de Geração do Brasil**. Banco de Informações de Geração *online*. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 11 nov. 2017, às 13:30

ATLAS, **Atlas Solarimétrico do Brasil**. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000.

ATP Draw. **Informações sobre o software**. 2017. Disponível em: <<http://www.atpdraw.net/>>. Acesso em: 12 nov. 2017 às 13:40

BALDAM, Roquemar. **Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

BANDEIRA, Fausto de Paula Menezes. **Redes de Energia Elétrica Inteligentes – Smart Grids**. Câmara dos Deputados, 2012.

BANSAL, Ramesh. **Handbook of Distributed Generation: Electric Power Technologies, Economics and Environmental Impacts**. Ed. Springer. Pretoria, África do Sul, 2017.

BEN, **Balço Energético Nacional 2016, ano base 2015**, Brasília, mai. 2016. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioSintese.aspx>> Acesso em: 11 nov. 2017, às 14:00.

BRANCO, Vivian Teixeira Alves. **Estimativa da Irradiação Solar Utilizando Imagens de Satélite e Dados Medidos em Terra: Estudo de Caso Fronteira Brasil – Uruguai**. Universidade Federal do Pampa, 2016.

BRASIL. **Lei nº 9.074**, de 7 de Julho de 1995. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

_____. **Lei nº 9.427**, de 26 de Dezembro de 1996. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

_____. **Decreto nº 2.003**, de 10 de Setembro de 1996. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

_____. **Lei nº 9.648**, de 27 de Maio de 1998. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

_____. **Lei nº 10.438**, de 26 de Abril de 2002. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

_____. **Lei nº 10.848**, de 15 de Março de 2004. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

_____. **Decreto Nº 5.163**, de 30 de Julho de 2004. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

_____. **Resolução Normativa nº 77**, de 18 de Agosto de 2004. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

_____. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de Abril de 2012. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

_____. **Resolução Normativa nº 745**, de 22 de Novembro de 2016. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

_____. **Resolução Normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2017. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Energia Solar Fotovoltaica**. 2008. Acesso em <26. nov. 2017, as 19:48>

Disponível em: < http://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=321>

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. **A Three-Phase Power Flow Method for Real-Time Distribution System Analysis**. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 10, Issue: 2, May 1995)

CHIRADEJA, P. **Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis**. Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005.

CUNHA, Guilherme Henrique Bernardes. **Modelagem Matemática e Implementação Computacional no ATP de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado a Rede de Baixa Tensão**. Uberlândia, 2013.

D. Shirmohammadi; HW Hong; A. Semlyen; GX Luo. **A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks**. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 3, Issue: 2, May 1988).

DEEPA, Kumar S.; J. S. Savier. **Impact Analysis if Distributed Generation Integration on Distribution Network Considering Smar Grid Scenario**. IEEE Region 10 Symposium. India, 2017.

DELILLE, Gauthier; FRANÇOIS, Bruno. **Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol 3, no. 4, 2012.

DIAS, Marcos Vinícius Xavier. **Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras**. Itajubá, 2005.

Dicionário de Engenharia de Energia. Acesso em: <25 de Nov. de 2017, as 20:30>
Disponível em: < <http://www.engineerdir.com/dictionary/catalog/5180/%3E>>

DONDI, P., BAYOUMI, D., HAEDERLI, C., JULIAN, D., and SUTER, M.. **Network integration of distributed power generation**. Journal of Power Sources, vol. 106, p. 1-9, 2002.

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A.. **Solar Engineering of Thermal Processes**. John Wiley/Sons, 1974. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2013.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. **Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits**. Electric Power Systems Research, 2004.

EL – ELA, A. A. Abou; ALLAMA, S. M. Shatlab. **Maximal Optimal Benefits of Ditrributed Generation Using Genetic Algorithms**. Electric Power Systems Research, 2010.

EPE 2014. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Nota técnica DEA 19/14. Rio de Janeiro, out. 2014. Disponível em:< www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Estudos_27.aspx >. Acesso em: 29 out. 2017 às 21:00.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2015.

ESMIN, Ahmed Ali Abdalla. **Estudo de Aplicacao do Algoritmo de Otimizacao por Enxame de Particula na Resolucao de Problemas de Otimizacao Ligados ao SEP**. Universidade Federal de Itajuba – UNIFEI. Itajuba, Minas Gerais, Brasil, 2005.

ESMIN, A. A. A; LAMBERT-TORRES, G.; SOUZA, A. C. Zambroni. **A Hybrid Particle Swarm Optimization Applied to Loss Power Minimization**. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 20, Issue: 2, May 2005)

FERREIRA, Gustavo Dornelles. **Modelos Matemáticos para Otimização da Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Distribuição com Geração Distribuída**. Porto Alegre, 2013.

GANDOMKAR, M.; VAKILIAN M.; EHSAN, M. **Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Network Using Hereford Ranch Algorithm**. Electrical Machines and Systems, 2005. ICEMS 2005. Proceedings of the Eighth International Conference, 2005.

GOLDEMBERG, J.; PALETTA, F. C. et. al. **Energias Renováveis**. São Paulo: Edgar Blucher, 2012.

GOMEZ, J. C; MORCOS, M. M. **Coordination of Voltage Sag and Overcurrent Protection in DG Systems**. IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 20, Issue: 1, Jan. 2005)

GRABOLLE, Priscila Braun. **A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana**. Florianópolis, 2010.

GUERRICHE, K. Ras; BOUKTIR, T. **Optimal Allocation and Sizing of Distributed Generation with Particle Swarm Optimization Algorithm for Loss Reduction**. Revue des Sciences et de la Technologie, 2015.

HENAO, Cesar Augusto Orozco. **Localização de Falhas para Sistemas de Distribuição Ativos: metodologia analítica adaptativa baseada na estimativa da impedância aparente**. Porto Alegre, 2016.

HERBADJI, Ouafa; BOUKTIR, Tarek. **Optimal Power Flow Using Firefly Algorithm with Consideration of FACTS Devices “UPFC”**. International Journal on Electrical Engineering and Informatics, 2015.

IEA. **Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy**. 2014

_____. **Distributed Generation in Liberalized Electricity Market**, 2002. (page-19).” [Online]. Acesso em: 18/11/2017 as 21:33

Disponível: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/distributed2002.pdf>

_____. **Solar Leads the Charge in Another Record year for Renewables**, 2017. (page-19).” [Online]. Acesso em: 18/11/2017 as 21:45

Disponível: <https://www.iea.org/renewables/>

ISE, Fraunhofer. **Annual Report**. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems Ise. 2016

KAGAN, Nelson; SCHIMIDT, Hernán Prieto; OLIVEIRA, Carlos César Barioni;

KAGAN, Henrique. **Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potencia**. São Paulo, ed Blucher, 2009.

KANWAR, Neeraj; GUPTA, Nikhil; NIAZI, K. R. e SWARNKAR Anil. **Optimal DG Allocation in Distribution Networks using Cat Swarm Optimization**. Departamento de Engenharia Elétrica, Jaipur, India. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, 2015.

KALKHAMBKAR, Valiju; KUMAR, Rajesh; BHAKAR, Rohit. **Joint Optimal Allocation of Battery Storage and Hybrid Renewable Distributed Generation**. Power System, 2016.

KAUR, Navdeep. **Distributed Generation Models and its Optimal Placement in Power Distribution Networks: a review**. International Journal of Electrical and Electronics Engineers, 2015.

KAZEMI, A. SADEGHI, M. **Distributed Generation Allocation for Loss Reductions and Voltage Improvement**. Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific.

_____. **A Load Flow Based Method for Optimal Location of Dispersed Generation Units**. Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES.

_____. **Sitting and Sizing of Distributed Generation for Loss Reduction**. Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific

KERSTING, William H.. **Distribution System Modeling and Analysis**. New York, ed. Taylor e Francis Group, 2012.

KHOA, T. Q. D; BINH, P. T. T.; TRAN, H. B. **Optimizing Location and Sizing of Distributed Generation in Distribution System**. Power Systems Conference and Exposition, 2006.

Koong Gia Ing; Jasrul Jamani Jamian; Hazlie Mokhlis; Hazlee Azil Ilias. **Optimum distribution network operation considering distributed generation mode of operations and safety margin.** ET Renewable Power Generation (Volume: 10, Issue: 8, 2016).

L .R. Araujo ; D.R.R. Penido ; S. Carneiro ; J.L.R. Pereira ; P.A.N. Garcia. **A Comparative Study on the Performance of TCIM Full Newton versus Backward-Forward Power Flow Methods for Large Distribution Systems.** Power Systems Conference and Exposition, 2006.

LATORRE, G., CRUZ R. D., AREIZA J. M., VILLEGAS, A. **Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning.** IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 18, Issue: 2, May 2003).

LIMA, Fernando Carlos G. de Cerqueira. **Contabilidade Social: a nova tendência das contas nacionais.** Rio de Janeiro: Elsevir, 2013.

MAHAT, Pukar; BAK-JENSEN, Birgitte. **Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation.** Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on

MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica.** São Paulo, ed. Edgard Hiticher, 1946.

MORAIS, Luciano Cardoso de. **Estudo Sobre o Panorama da Energia Elétrica no Brasil e Tendências Futuras.** Bauru, 2015.

NATIONAL GEOGRAPHIC. **Solar Energy.** 2017. Acesso em: <30 de nov. 2017, as 20:40>

Disponível em:< <https://www.nationalgeographic.com/environment/global-warming/solar-power/>>

NERC. **Potential Bulk System Reliability Impacts of Distributed Resources.** Princeton, 2011.

NEVES, Guilherme Marques. **Influência do Espectro da Radiação Solar em Módulos Fotovoltaicos.** Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, 2016.

NEXANS. **Catalogo Condutores Nus – Alumínio.** Rio de Janeiro, 2013.

OCHOA, Luis F.; HARRISON, Gareth P. **Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation.** IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 26, Issue: 1, Feb. 2011)

OLIVEIRA, D. S; MACARIO, I. G.; SOUZA, R. R.; BIANCHEZI, G. V.; JÚNIOR, A. LS.; SABONARA, A. AP; BRITO, E. NN. **Choque de Gigantes.** São Paulo, 2014.

PARMAR, Jignesh. **Total Losses in Power Distribution & Transmission Lines- Part 1** 2013. [Online]

Disponível em: <https://electricalnotes.wordpress.com/2013/07/01/totallosses-in-power-distribution-transmission-lines-part-1/>. [Accessed: 06-Set-2017].

PAN Garcia; JLR Pereira; S. Carneiro; VM da Costa; N. Martins. **Three-phase power flow calculations using the current injection method**. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 15, Issue: 2, May 2000)

_____. **Voltage control devices models for distribution power flow analysis**. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 16, Issue: 4, Nov 2001).

PEPERMANS, Guido; HARSELDONCKX, Dries; BELMANS, Ronnie; D'HAESELEER, William. **Distributed Generation: definition, benefits and issues**. Belgium, 2003.

PEREIRA, Enio Bueno; MARTINS, Fernando Ramos; ABREU, Samuel Luna; RUTHER, Ricardo. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.

PIRES, Bezaliel Albuquerque da Silva. **Maximização da Penetração da Geração Distribuída através do Algoritmo de Otimização de Nuvens de Partículas**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, Rio Grande do Norte, Brasil, 2011.

PRADO, Igor Ferreira. **Alocação de Geração Distribuída Utilizando o Algoritmo Genético de Chu-Beasley e Índices de Sensibilidade**. Universidade Federal do ABC. Santo André, Brasil, 2013.

QUEZADA, Victor H. Méndez; ABBAD, Juan Rivier. **Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, 2016.

RAJICIC, D; BOSE, A. **A modification to the fast decoupled powerflow for networks with high R/X ratios**. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 3, Issue: 2, May 1988).

REZENDE, Jaqueline Oliveira. **Geração Distribuída: Legislação Brasileira, Perspectivas e Estudos de Caso Via ATP**. Uberlândia, 2015.

ROMAGNOLI, H. C. **Identificação de Barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia Elétrica. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis/SC, Brasil, 2005.

SAADAH, Daud; AINDA, Faziliana Abdul Kadir; CHIN, Kim Gan. **The impacts of distributed photovoltaic generation on power distribution networks losses**. IEEE Student Conference on Research and Development (SCORed), 2015

SAADAT, Hadi. **Power System Analysis**. Ed Kevin Kane, 1999.

T.-H. Chen; M.-S. Chen; K.-J. Hwang; P. Kotas; E.A. Chebli. **Distribution system power flow analysis-a rigid approach**. IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 6, Issue: 3, Jul 1991).

SENTELHAS, Paulo Cesar; ANGELOCCI, Luiz Roberto. **Radiação Solar: Balanço de Energia**. Meteorologia Agrícola, Universidade de São Paulo, 2009.

SIMABUKULO, Lucas Antonio Nizuma; CORREA, Luiz Filipe da Silva; SANTOS, Manoel Messias Oliveira dos; MARTINS, Mariana. **Energia, Industrialização e Modernidade – História Social**.

SOARES, Guilherme Beloti. **Análise de Energização de Linhas de Transmissão**. Brasília, 2016.

SOLergo. **Informações sobre o software**. 2017. Disponível em: <<http://hiperenergy.com.br/idc-portfolio/solergo/>>. Acesso em: 12 nov. 2017 às 14:15

TELEKE, Sercan; JAHANBAKHSH, Farbod; KATIRAEI, Farid; AGUERO, Julio Romero. **Analysis of Interconnection of Photovoltaic Distributed Generation**. Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), 2011 IEEE

TINNEY, William F.; HART, Clifford E. **Power Flow Solution by Newton's Method**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (Volume: PAS-86, Issue: 11, Nov. 1967)

VOVOS, Panagis N.; KIPRAKIS, Aristides E.; WALLACE, A. Robin; HARRISON, Gareth P. **Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration**. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 22, Issue: 1, Feb. 2007)

W. H. KERSTING AND D. L. MENDIVE. **An Application of Ladder Network Theory to the Solution of Three-Phase Radial Load-Flow Problem**. IEEE/PES 1976 Winter Meeting, 1976.

WALLING, R. A; MILLER, N. W. **Distributed Generation Islanding-Implications on Power System Dynamic Performance**. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002.

WILLIS, H. Lee; SCOTT, Walter G. **Distributed Power Generation: planning and evaluation power engineering**. ABB Power T&D Company, Raleigh, North Carolina, 2000.

APÊNDICE A

**PROJETO FOTOVOLTAICO**

SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 74,88 kWp

SITUADO NA CIDADE DE
SANTA MARIA

-

CLIENTE:

-

DATA

30/10/2017

TÉCNICO RESPONSÁVEL*Renan Diego de Oliveira Reiter*
Sonnen Energia LTDA



DADOS GERAIS DO SISTEMA

Este projeto diz respeito à construção de uma sistema de produção de eletricidade através da conversão fotovoltaica, com uma potência de pico igual a 74,88 kWp.

LOCAL DE INSTALAÇÃO

O sistema fotovoltaico tem as seguintes características:

DADOS DA LOCALIZAÇÃO	
Localidade:	Santa Maria
Latitude:	-029°-41'-24"
Longitude:	-053°-49'-48"
Altitude:	246 m
Fonte dados climáticos:	ElectroGraphics
Albedo:	30 %

DIMENSIONAMENTO

A quantidade de energia produzível é calculada com base nos dados radiométricos, conforme a fonte ElectroGraphics, o Atlas Solarimétrico do Brasil e utilizando os métodos de cálculo descritos nas normas.

As instalações atenderão às seguintes condições (a serem executadas para cada "gerador solar", entendida como um conjunto de módulos fotovoltaicos com o mesmo ângulo e a mesma orientação).

Na fase inicial do sistema fotovoltaico, a relação entre a energia ou a potência produzida em corrente alternada e a energia ou a potência produzível em corrente alternada (determinada em função da radiação solar incidente sobre o plano de um dos módulos, da potência nominal do sistema e a temperatura de funcionamento dos módulos) é, pelo menos, maior do que 0,78.

Não são admitidos conjuntos de módulos em paralelos não perfeitamente idênticos uns aos outros para exposição e / ou da marca, e / ou o modelo e / ou o número de módulos utilizados; cada módulo será equipado com díodos de by-pass.

DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O sistema fotovoltaico é composto por 234 módulos fotovoltaicos e 3 inversores. A potência nominal é de 74,88 kWp para uma produção de 98.513,9 kWh por ano, distribuídos em uma área de 453,96 m². Modalidade de conexão à rede de alimentação Baixa Tensão em Trifásico com tensão fornecimento 220 V.

O sistema reduz a emissão de poluentes na atmosfera de acordo com seguinte tabela abaixo (valores anuais):



Produção Termo Elétrica Equivalente	
Dióxido de enxofre (SO ₂)	69,04 kg
Óxidos de Nitrogênio (NO _x)	86,91 kg
Poeiras	3,08 kg
Dióxido de carbono (CO ₂)	51,38 t

RADIAÇÃO SOLAR

A avaliação do recurso solar disponível foi realizada de acordo com a fonte ElectroGraphics e o Atlas Solarimétrico do Brasil, tendo como referência o local com os dados históricos e de radiação solar nas imediações de Santa Maria.

TABELA DE RADIAÇÃO SOLAR NA HORIZONTAL

Mês	Total diário [MJ/m ²]	Total mensal [MJ/m ²]
Janeiro	22,68	703,08
Fevereiro	20,09	562,52
Março	17,5	542,5
Abril	13,1	393
Maio	11,2	347,2
Junho	9,11	273,3
Julho	9,94	308,14
Agosto	12,78	396,18
Setembro	15,12	453,6
Outubro	18,58	575,98
Novembro	22,36	670,8
Dezembro	23,98	743,38

TABELA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

Mês	Total diário [kWh]	Total mensal [kWh]
Janeiro	329,492	10214,24
Fevereiro	307,901	8621,221
Março	288,838	8953,981
Abril	235,742	7072,273
Maio	224,385	6955,929
Junho	188,969	5669,057
Julho	203,024	6293,756





Agosto	241,901	7498,938
Setembro	257,142	7714,253
Outubro	291,047	9022,459
Novembro	329,133	9874,004
Dezembro	342,702	10623,749

DESCRIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema fotovoltaico é composto por 1 gerador distribuído em 1 exposição, conforme tabela abaixo:

Descrição	Tipo de instalação	Orient	Inclin	Sombr
Exposição 1	Ângulo fixo	180°	25°	0 %

Exposição 1

Exposição 1 será exposto com uma orientação de 180,00° (azimute) em relação ao sul, e terá uma inclinação horizontal de 25,00°.

A produção de energia da Exposição 1 é condicionada por alguns fatores que determinam uma redução de radiação solar de sombreamento para a valor de 0 % em relação ao plano horizontal.





DIAGRAMA DE SOMBREAMENTO

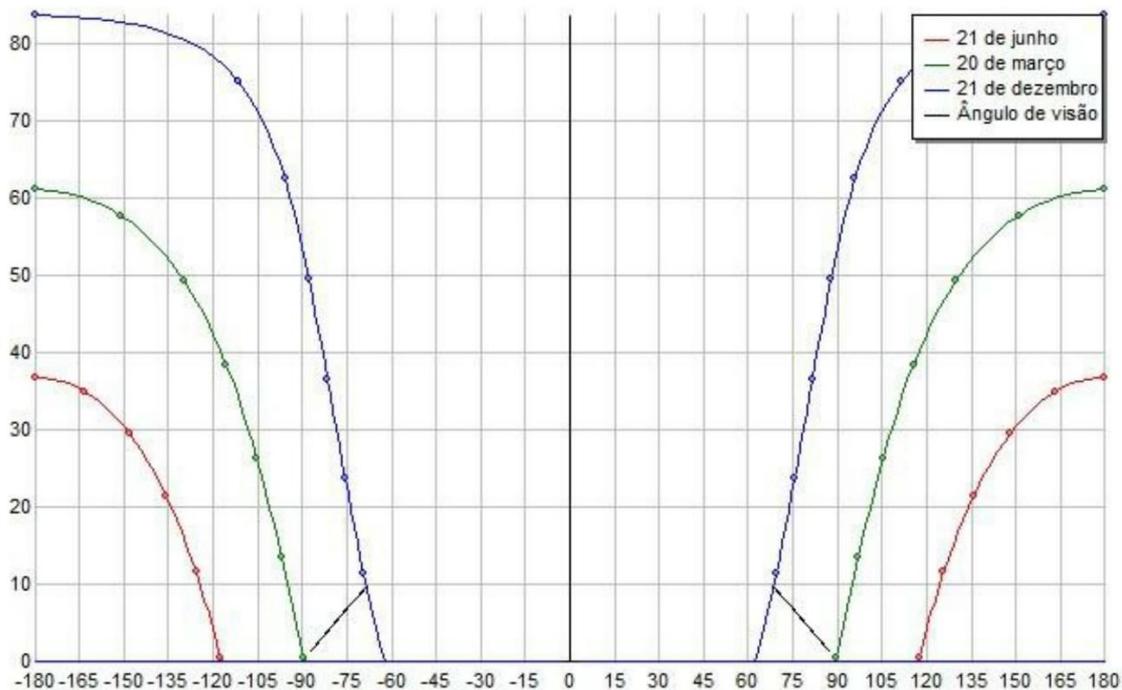


DIAGRAMA DE RADIAÇÃO SOLAR

Radiação solar diária média na superfície dos módulos (kWh/m²)

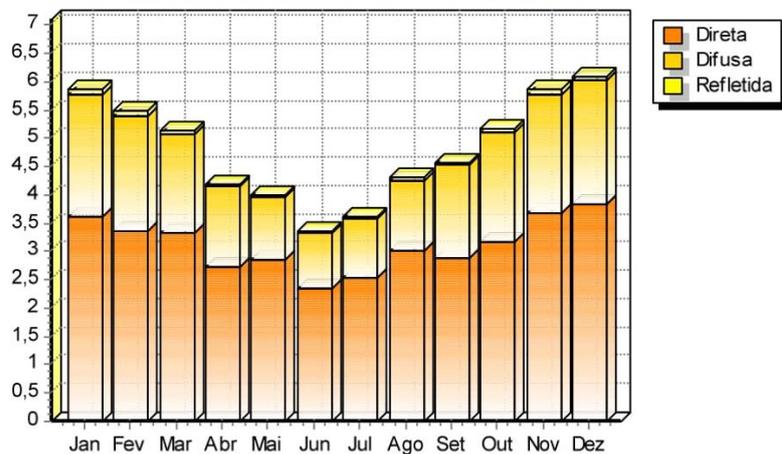




TABELA DE RADIAÇÃO SOLAR

Mês	Radiação direta [kWh/m ²]	Radiação difusa [kWh/m ²]	Radiação refletida [kWh/m ²]	Total das diárias [kWh/m ²]	Total mensal [kWh/m ²]
Janeiro	3,603	2,179	0,088	5,871	181,987
Fevereiro	3,376	2,032	0,078	5,486	153,604
Março	3,326	1,752	0,068	5,146	159,533
Abril	2,724	1,425	0,051	4,2	126,006
Maió	2,853	1,101	0,043	3,998	123,934
Junho	2,351	0,981	0,035	3,367	101,005
Julho	2,546	1,032	0,038	3,617	112,136
Agosto	3,001	1,259	0,049	4,31	133,608
Setembro	2,899	1,624	0,059	4,581	137,445
Outubro	3,171	1,942	0,072	5,186	160,753
Novembro	3,664	2,113	0,087	5,864	175,925
Dezembro	3,84	2,172	0,093	6,106	189,283

ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO

Os módulos serão montados em suportes de alumínio com parafusos de aço inoxidável, com ângulo de aproximadamente 25°, onde todos terão a mesma exposição. As estruturas de fixação estão dimensionadas para resistir á rajadas de vento, com velocidade de até 180 km/h.

GERADOR

O gerador é composto de 234 módulos fotovoltaicos de Silício policristalino com uma vida útil estimada de mais de 25 anos e degradação da produção devido ao envelhecimento de 0,8 % ao ano.

CARACTERÍSTICAS DO GERADOR FOTOVOLTAICO	
Número de módulos:	234
Número de inversores:	3
Potência nominal:	74880 W
Número da certificação do Inmetro do módulo:	
Número de certificação do Inmetro do inversor:	

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS MÓDULOS	
Fabricante:	JINKO SOLAR



Sigla:	JKM320PP-72 JKM320PP-72
Tecnologia de const.:	SILÍCIO POLICRISTALINO
Características elétricas	
Potência máxima:	320 W
Rendimento:	16,5 %
Tensão nominal:	37,4 V
Tensão em aberto:	46,4 V
Corrente nominal:	8,5 A
Corr. de curto-circuito:	9 A
Dimensões	
Dimensões:	992 MM x 1956 mm
Peso:	26,5 KG

Os valores de tensão variam conforme a temperatura de operação (mínima, máxima e de regime) e estão dentro dos valores aceitáveis de operação do inversor. O cabeamento CC dos módulos fotovoltaicos possuem dispositivos de proteção contra surtos (DPS) especiais para sistemas fotovoltaicos.

CONJUNTO DE CONVERSÃO

O sistema de conversão é composto por um conjunto de conversores estáticos (inversores). O conversor CC/CA utiliza um sistema idôneo de transferência de potência a rede de distribuição, em conformidade aos requisitos técnicos e normas de segurança. Os valores de tensão e corrente do dispositivo de entrada são compatíveis com o sistema fotovoltaico, enquanto os valores de saída são compatíveis com os valores da rede ao qual está conectado ao sistema.

As principais características do grupo conversor são:

DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR	
Fabricante:	Fronius Eco
Modelo	Eco 27.0-3-S Eco 27.0-3-S
Rastreador	1
Entrada para rastreador	1
Características elétricas	
Potência nominal	27 kW
Potência máxima	27 kW
Potência máxima por rastreador	27 kW
Tensão nominal	650 V
Tensão máxima	1000 V
Tensão mínima por rastreador	580 V





Tensão máxima por rastreador	850 V
Tensão máxima de saída	650 Vac
Corrente nominal	71,6 A
Corrente máxima	71,6 A
Corrente máxima por rastreador	71,6 A
Rendimento	0,9

Inversor 1	MPPT 1
Módulos em série	18
Conjunto de módulos em paralelos	5
Exposições	Exposição 1
Tensão MPPT (STC)	673,2 V
Número de módulos	90

Inversor 2	MPPT 1
Módulos em série	18
Conjunto de módulos em paralelos	5
Exposições	Exposição 1
Tensão MPPT (STC)	673,2 V
Número de módulos	90

Inversor 3	MPPT 1
Módulos em série	18
Conjunto de módulos em paralelos	3
Exposições	Exposição 1
Tensão MPPT (STC)	673,2 V
Número de módulos	54

DIMENSIONAMENTO

Potência nominal do gerador:

$$P = P \text{ módulos} * N^{\circ} \text{ módulos} = 320 \text{ W} * 234 = 74880 \text{ W}$$

O cálculo da energia total produzida pelo sistema nas condições normais de STC (radiação de 1000 W/m², temperatura de 25°C), é calculado como:



Exposição	Nº módulos	Radiação solar [kWh/m ²]	Energia [kWh]
Exposição 1	234	1.755,22	131.430,7 2

$$E = E_n * (1 - \text{Perd}) = 98513,9 \text{ kWh}$$

Perd = Perda de potência obtida:

Perda por sombreamento totais	0,0 %
Perda por aumento de temperatura	6,3 %
Perdas por descasamento	5,0 %
Perdas de corrente continua	1,5 %
Outras perdas	5,0 %
Perdas na conversão	10,0 %
Perdas totais	25,0 %

CABEAMENTO ELÉTRICO

O cabeamento elétrico será feito por meio de cabos condutores isolados, conforme a descrição abaixo:

- Seção do condutor de cobre calculado de acordo com a norma IEC / NBR ABNT 5410

Os cabos também estarão de acordo com as normas IEC, com código e cores conforme a norma UNEL / NBR.

Para não comprometer a segurança dos trabalhadores durante a instalação, verificação ou manutenção, os condutores seguirão a tabela de cores conforme abaixo:

- Cabos de proteção: Amarelo-Verde (Obrigatório)
- Cabos de neutro: Azul claro (Obrigatório)
- Cabos de fase: Branco/Vermelho/Preto
- Cabos de circuito c.c.: Com indicação específica de (+) para positivo e (-) para negativo.

VERIFICAÇÕES

O instalador irá verificar e certificar os pontos seguintes:

- Produção de energia fotovoltaica gerada sob diferentes condições de operação;
- Continuidade elétrica entre os módulos e as ligações;
- Aterramento;
- Isolamento de circuitos elétricos.



ESQUEMA DE PROTEÇÃO DO INVERSOR

O equipamento do inversor apresenta internamente todos os dispositivos necessários para uma conexão segura do sistema fotovoltaico com a rede elétrica.

Os dispositivos apresentam redundância, de acordo com a IEC 62109-2. Os dispositivos presentes são:

- 27 e 59 - Relés de sub e sobre-tensão: de acordo com a NBR 16149, configurados para desconectar o inversor em até 400 ms no caso de a tensão estar abaixo de 0,8 p.u., ou em 200 ms no caso de a tensão estar acima de 1,1 p.u.
- 81 0/u - Relés de sub e sobre-frequência: de acordo com a NBR 16149, configurados para desconectar o inversor em 200 ms no caso de a frequência estar abaixo de 57,7 Hz, reduzir a potência de 60,5 a 62 Hz, e desconectar para frequência acima de 62 Hz.
- 78 - Relés de detecção de ilhamento: desconecta o inversor no caso de ocorrência de ilhamento, de acordo com a NBR IEC 62116.
- 25 - Relé de sincronização de fase: empregado para sincronização da corrente de saída do inversor com tensão da rede elétrica.
- 50/51 - Relé de sobre-corrente: o inversor é desconectado em caso de sobre-corrente através da leitura da corrente de saída, de acordo com IEC 62109-2.
- 81 DF/dt - Relé de anti-ilhamento derivada da frequência df/dt.
- Relé de detecção de falhas: se houver problemas nas proteções ou alguma falha for detectada, esse relé aciona os alarmes.

CONCLUSÕES

Será emitido e divulgado pelo instalador, os seguintes documentos:

- Manual de uso e manutenção, incluindo a programação recomendada de manutenção;
- Projeto executivo "como construído", acompanhado com folhas de material instalado;
- Declaração dos controles efetuados e dos seus resultados;
- Declaração de conformidade;
- Declarações de garantia relativas aos equipamentos instalados;
- Garantia de todo o sistema e o desempenho.

A empresa de instalação, além de realizar com o que está indicado no projeto, irá realizar todos os trabalhos em conformidade com as normas vigentes.



APÊNDICE B

**PROJETO FOTOVOLTAICO**

SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 4.985,6 kWp

SITUADO NA CIDADE DE
SANTA MARIA

-

CLIENTE:

-

DATA
30/10/2017**TÉCNICO RESPONSÁVEL**
Renan Diego de Oliveira Reiter
Sonnen Energia LTDA



DADOS GERAIS DO SISTEMA

Este projeto diz respeito à construção de uma sistema de produção de eletricidade através da conversão fotovoltaica, com uma potência de pico igual a 4.985,6 kWp.

CLIENTE	
Cliente:	
Endereço:	
CPF / CNPJ:	
Telefone:	
Fax:	
E-mail:	

LOCAL DE INSTALAÇÃO

O sistema fotovoltaico tem as seguintes características:

DADOS DA LOCALIZAÇÃO	
Localidade:	Santa Maria
Latitude:	-029°-41'-24"
Longitude:	-053°-49'-48"
Altitude:	246 m
Fonte dados climáticos:	ElectroGraphics
Albedo:	30 %

DIMENSIONAMENTO

A quantidade de energia produzível é calculada com base nos dados radiométricos, conforme a fonte ElectroGraphics, o Atlas Solarimétrico do Brasil e utilizando os métodos de cálculo descritos nas normas.

As instalações atenderão às seguintes condições (a serem executadas para cada "gerador solar", entendida como um conjunto de módulos fotovoltaicos com o mesmo ângulo e a mesma orientação).

Na fase inicial do sistema fotovoltaico, a relação entre a energia ou a potência produzida em corrente alternada e a energia ou a potência produzível em corrente alternada (determinada em função da radiação solar incidente sobre o plano de um dos módulos, da potência nominal do sistema e a temperatura de funcionamento dos módulos) é, pelo menos, maior do que 0,78.

Não são admitidos conjuntos de módulos em paralelos não perfeitamente idênticos uns aos outros para exposição e / ou da marca, e / ou o modelo e / ou o número de módulos utilizados; cada módulo será equipado com díodos de by-pass.



DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O sistema fotovoltaico é composto por 15580 módulos fotovoltaicos e 164 inversores. A potência nominal é de 4.985,6 kWp para uma produção de 6.559.170,6 kWh por ano, distribuídos em uma área de 30.225,2 m².

Modalidade de conexão à rede de alimentação Baixa Tensão em Trifásico com tensão fornecimento 220 V.

O sistema reduz a emissão de poluentes na atmosfera de acordo com seguinte tabela abaixo (valores anuais):

Produção Termo Elétrica Equivalente	
Dióxido de enxofre (SO ₂)	4.596,85 kg
Óxidos de Nitrogênio (NO _x)	5.786,89 kg
Poeiras	205,34 kg
Dióxido de carbono (CO ₂)	3.420,80 t

RADIAÇÃO SOLAR

A avaliação do recurso solar disponível foi realizada de acordo com a fonte ElectroGraphics e o Atlas Solarimétrico do Brasil, tendo como referência o local com os dados históricos e de radiação solar nas imediações de Santa Maria.

TABELA DE RADIAÇÃO SOLAR NA HORIZONTAL

Mês	Total diário [MJ/m ²]	Total mensal [MJ/m ²]
Janeiro	22,68	703,08
Fevereiro	20,09	562,52
Março	17,5	542,5
Abril	13,1	393
Mai	11,2	347,2
Junho	9,11	273,3
Julho	9,94	308,14
Agosto	12,78	396,18
Setembro	15,12	453,6
Outubro	18,58	575,98
Novembro	22,36	670,8
Dezembro	23,98	743,38





TABELA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

Mês	Total diário [kWh]	Total mensal [kWh]
Janeiro	21937,946	680076,335
Fevereiro	20500,4	574011,188
Março	19231,187	596166,796
Abril	15696,013	470880,397
Maio	14939,808	463134,048
Junho	12581,754	377452,611
Julho	13517,606	419045,799
Agosto	16106,073	499288,258
Setembro	17120,806	513624,178
Outubro	19378,263	600726,146
Novembro	21914,1	657422,99
Dezembro	22817,48	707341,895

DESCRIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema fotovoltaico é composto por 1 gerador distribuído em 1 exposição, conforme tabela abaixo:

Descrição	Tipo de instalação	Orient	Inclin	Sombr
Exposição 1	Ângulo fixo	180°	25°	0 %

Exposição 1

Exposição 1 será exposto com uma orientação de 180,00° (azimute) em relação ao sul, e terá uma inclinação horizontal de 25,00°.

A produção de energia da exposição Exposição 1 é condicionada por alguns fatores que determinam uma redução de radiação solar de sombreamento para a valor de 0 % em relação ao plano horizontal.



DIAGRAMA DE SOMBREAMENTO

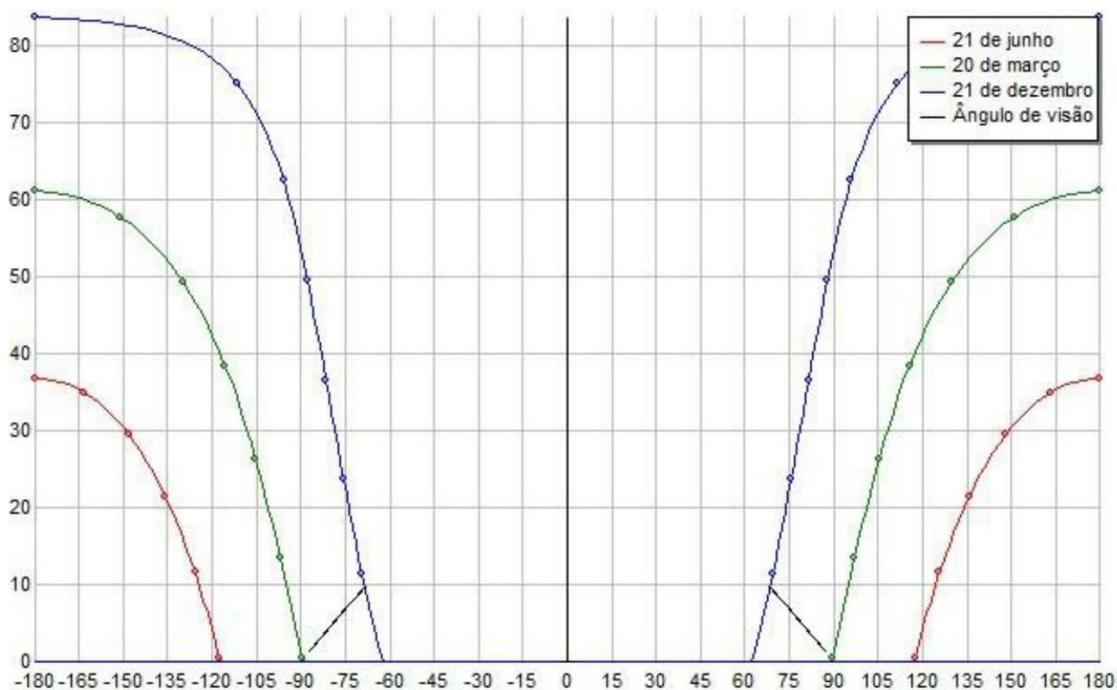


DIAGRAMA DE RADIAÇÃO SOLAR

Radiação solar diária média na superfície dos módulos (kWh/m²)

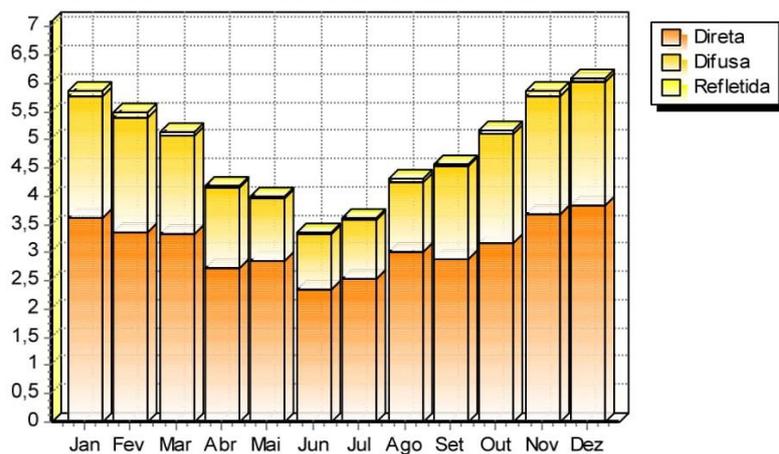




TABELA DE RADIAÇÃO SOLAR

Mês	Radiação direta [kWh/m ²]	Radiação difusa [kWh/m ²]	Radiação refletida [kWh/m ²]	Total das diárias [kWh/m ²]	Total mensal [kWh/m ²]
Janeiro	3,603	2,179	0,088	5,871	181,987
Fevereiro	3,376	2,032	0,078	5,486	153,604
Março	3,326	1,752	0,068	5,146	159,533
Abril	2,724	1,425	0,051	4,2	126,006
Mai	2,853	1,101	0,043	3,998	123,934
Junho	2,351	0,981	0,035	3,367	101,005
Julho	2,546	1,032	0,038	3,617	112,136
Agosto	3,001	1,259	0,049	4,31	133,608
Setembro	2,899	1,624	0,059	4,581	137,445
Outubro	3,171	1,942	0,072	5,186	160,753
Novembro	3,664	2,113	0,087	5,864	175,925
Dezembro	3,84	2,172	0,093	6,106	189,283

ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO

Os módulos serão montados em suportes de alumínio com parafusos de aço inoxidável, com ângulo de aproximadamente 25°, onde todos terão a mesma exposição. As estruturas de fixação estão dimensionadas para resistir á rajadas de vento, com velocidade de até 180 km/h.

GERADOR

O gerador é composto de 15580 módulos fotovoltaicos de Silício policristalino com uma vida útil estimada de mais de 25 anos e degradação da produção devido ao envelhecimento de 0,8 % ao ano.

CARACTERÍSTICAS DO GERADOR FOTOVOLTAICO	
Número de módulos:	15580
Número de inversores:	164
Potência nominal:	4985600 W
Número da certificação do Inmetro do módulo:	
Número de certificação do Inmetro do inversor:	

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS MÓDULOS	
Fabricante:	JINKO SOLAR
Sigla:	JKM320PP-72 JKM320PP-72



Tecnologia de const.:	SILÍCIO POLICRISTALINO
Características elétricas	
Potência máxima:	320 W
Rendimento:	16,5 %
Tensão nominal:	37,4 V
Tensão em aberto:	46,4 V
Corrente nominal:	8,5 A
Corr. de curto-circuito:	9 A
Dimensões	
Dimensões:	992 MM x 1956 mm
Peso:	26,5 KG

Os valores de tensão variam conforme a temperatura de operação (mínima, máxima e de regime) e estão dentro dos valores aceitáveis de operação do inversor. O cabeamento CC dos módulos fotovoltaicos possuem dispositivos de proteção contra surtos (DPS) especiais para sistemas fotovoltaicos.

CONJUNTO DE CONVERSÃO

O sistema de conversão é composto por um conjunto de conversores estáticos (inversores). O conversor CC/CA utiliza um sistema idôneo de transferência de potência a rede de distribuição, em conformidade aos requisitos técnicos e normas de segurança. Os valores de tensão e corrente do dispositivo de entrada são compatíveis com o sistema fotovoltaico, enquanto os valores de saída são compatíveis com os valores da rede ao qual está conectado ao sistema. As principais características do grupo conversor são:

DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR	
Fabricante:	Fronius Eco
Modelo	Eco 27.0-3-S Eco 27.0-3-S
Rastreador	1
Entrada para rastreador	1
Características elétricas	
Potência nominal	27 kW
Potência máxima	27 kW
Potência máxima por rastreador	27 kW
Tensão nominal	650 V
Tensão máxima	1000 V
Tensão mínima por rastreador	580 V
Tensão máxima por rastreador	850 V





Tensão máxima de saída	650 Vac
Corrente nominal	71,6 A
Corrente máxima	71,6 A
Corrente máxima por rastreador	71,6 A
Rendimento	0,9

Inversor 1	MPPT 1
Módulos em série	19
Conjunto de módulos em paralelos	5
Exposições	Exposição 1
Tensão MPPT (STC)	710,6 V
Número de módulos	95

DIMENSIONAMENTO

Potência nominal do gerador:

$$P = P \text{ módulos} * N^{\circ} \text{ módulos} = 320 \text{ W} * 15580 = 4985600 \text{ W}$$

O cálculo da energia total produzida pelo sistema nas condições normais de STC (radiação de 1000 W/m², temperatura de 25°C), é calculado como:

Exposição	Nº módulos	Radiação solar [kWh/m ²]	Energia [kWh]
Exposição 1	15580	1.755,22	8.750.814,32

$$E = E_n * (1 - \text{Perd}) = 6559170,6 \text{ kWh}$$

Perd = Perda de potência obtida:

Perda por sombreamento totais	0,0 %
Perda por aumento de temperatura	6,3 %
Perdas por descasamento	5,0 %
Perdas de corrente continua	1,5 %
Outras perdas	5,0 %
Perdas na conversão	10,0 %
Perdas totais	25,0 %



CABEAMENTO ELÉTRICO

O cabeamento elétrico será feito por meio de cabos condutores isolados, conforme a descrição abaixo:

- Seção do condutor de cobre calculado de acordo com a norma IEC / NBR ABNT 5410

Os cabos também estarão de acordo com as normas IEC, com código e cores conforme a norma UNEL / NBR.

Para não comprometer a segurança dos trabalhadores durante a instalação, verificação ou manutenção, os condutores seguirão a tabela de cores conforme abaixo:

- Cabos de proteção: Amarelo-Verde (Obrigatório)
- Cabos de neutro: Azul claro (Obrigatório)
- Cabos de fase: Branco/Vermelho/Preto
- Cabos de circuito c.c.: Com indicação específica de (+) para positivo e (-) para negativo.

VERIFICAÇÕES

O instalador irá verificar e certificar os pontos seguintes:

- Produção de energia fotovoltaica gerada sob diferentes condições de operação;
- Continuidade elétrica entre os módulos e as ligações;
- Aterramento;
- Isolamento de circuitos elétricos.

ESQUEMA DE PROTEÇÃO DO INVERSOR

O equipamento do inversor apresenta internamente todos os dispositivos necessários para uma conexão segura do sistema fotovoltaico com a rede elétrica.

Os dispositivos apresentam redundância, de acordo com a IEC 62109-2. Os dispositivos presentes são:

- 27 e 59 - Relés de sub e sobre-tensão: de acordo com a NBR 16149, configurados para desconectar o inversor em até 400 ms no caso de a tensão estar abaixo de 0,8 p.u., ou em 200 ms no caso de a tensão estar acima de 1,1 p.u.
- 81 0/u - Relés de sub e sobre-frequência: de acordo com a NBR 16149, configurados para desconectar o inversor em 200 ms no caso de a frequência estar abaixo de 57,7 Hz, reduzir a potência de 60,5 a 62 Hz, e desconectar para frequência acima de 62 Hz.
- 78 - Relés de detecção de ilhamento: desconecta o inversor no caso de ocorrência de ilhamento, de acordo com a NBR IEC 62116.
- 25 - Relé de sincronização de fase: empregado para sincronização da corrente de saída do inversor com tensão da rede elétrica.
- 50/51 - Relé de sobre-corrente: o inversor é desconectado em caso de sobre-corrente através da leitura da corrente de saída, de acordo com IEC 62109-2.
- 81 DF/dt - Relé de anti-ilhamento derivada da frequência df/dt.
- Relé de detecção de falhas: se houver problemas nas proteções ou alguma falha for detectada, esse relé aciona os alarmes.



CONCLUSÕES

Será emitido e divulgado pelo instalador, os seguintes documentos:

-
- Manual de uso e manutenção, incluindo a programação recomendada de manutenção;
- Projeto executivo "como construído", acompanhado com folhas de material instalado;
- Declaração dos controles efetuados e dos seus resultados;
- Declaração de conformidade;
- Declarações de garantia relativas aos equipamentos instalados;
- Garantia de todo o sistema e o desempenho.

A empresa de instalação, além de realizar com o que está indicado no projeto, irá realizar todos os trabalhos em conformidade com a normas vigentes.



APÊNDICE C



CRICTE 2017

XXVIII Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnológica em Engenharia



ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Thayane Skorupa

Acadêmico do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pampa

Email: thayaneskorupa@gmail.com

Matheus Costa Rangel

Acadêmico do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pampa

Email: matrangel@outlook.com

Martín Cruz Rodríguez Paz

Professor do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pampa

Resumo. *O presente trabalho apresenta estudos de caso para a alocação de uma Geração Distribuída (GD) em um sistema teste tendo como função objetivo minimizar as perdas no sistema. Modelou-se o sistema no software ATP Draw, e inicialmente simularam-se três casos traçando os perfis de tensão, corrente e perdas, a partir destes dados consegue-se escolher o melhor local para a GD nos casos simulados.*

Palavras-chave: *Geração Distribuída. Otimizar Perdas. Alocação Ótima*

1. INTRODUÇÃO

O processo de produção de energia elétrica compreende a geração, a transmissão, a distribuição até o uso do consumidor final de energia. Assim como outras cadeias produtivas, os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) possuem perdas em cada uma de suas etapas (ANEEL, 2016).

No Brasil as perdas de energia elétrica nas linhas de transmissão e distribuição representam 17% do consumo doméstico total devido às grandes distâncias entre as unidades geradoras e os centros de carga (ANEEL, 2016).

Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) tradicionalmente eram projetados para um funcionamento radial, onde o fluxo da potência era em apenas um sentido, da geração para o consumidor. Com as novas tecnologias que vem surgindo, como por exemplo, a Geração Distribuída este cenário vem sendo alterado. (Willis, 2000)

As perdas no SEP estão diretamente relacionadas à distribuição e intensidade do fluxo de carga nas linhas, desta forma, quando se insere uma GD no sistema o carregamento das linhas sofrerá mudanças e, conseqüentemente, alterar-se-á o comportamento das perdas. Assim, o gerador distribuído é capaz de reduzir a perdas, quando este promove o alívio do carregamento das linhas, dependendo do nível de geração, da demanda da carga, da topologia da rede e da localização da GD. (Bansal, 2017)

Como vem sendo demonstrado, aproximar a geração de energia das cargas traz benefícios à distribuição e a transmissão, oferecendo vantagens como melhoria da qualidade de suprimento, redução das perdas, melhoria no fator de potência. (Barbosa W. P. F.; Azevedo D., 2013) e (Kreith, 2015)

A dificuldade da inserção em grande escala da geração distribuída nos SDEE está



CRICTE 2017

XXVIII Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnológica em Engenharia



relacionada, entre outros fatores, aos problemas de compatibilidade com as redes elétricas de distribuição. De forma geral, os principais problemas apontadas na inserção da GD nas redes de distribuição são os conflitos operacionais, como os níveis de tensão, correntes de falta e sistemas de proteção. (Bsansal, 2017)

Quanto a localização ótima da GD, há certa divergência do ponto de vista dos autores. A maioria dos autores definem a localização ideal da alocação da GD ao lado da rede de distribuição, alguns defendem a alocação ao lado do consumidor, e outros ao lado da rede de transmissão (Severino, 2008).

No entanto, estes locais ótimos, irão depender de qual função objetivo se quer otimizar. Por exemplo, pode-se encontrar um local ótimo do ponto de vista da proteção do sistema, ou pelo ponto de vista de se reduzir as perdas do sistema.

Uma fonte GD, como por exemplo, placas fotovoltaicas de pequeno e médio porte podem ser instaladas em um alimentador de grandes dimensões, onde a localização da GD pode trazer mudanças no desempenho do sistema. Um exemplo disso são os extensos alimentadores rurais na região da campanha Gaúcha, onde em praticamente toda a extensão do alimentador tem-se a mesma disponibilidade de incidência solar.

Neste projeto, objetiva-se alocar a GD de forma a otimizar a redução das perdas de potência e manter a qualidade no perfil de tensão. Este ponto ótimo refere-se ao fato de que alimentadores podem ser passíveis de receber uma fonte em vários pontos, assim este estudo pretende determinar de forma heurística demonstrando primeiramente de forma aproximada pela tentativa e erro que a alocação da GD pode ser otimizada para diminuir perdas nos SDEE.

2. METODOLOGIA

O presente trabalho foi desenvolvido analisando vários cenários para a alocação de uma GD fotovoltaica. Estes cenários, foram escolhidos na tentativa e erro, onde para cada cenário analisaram-se o perfil de tensões e as perdas. O objetivo deste trabalho é mostrar a importância na escolha ótima da locação da GD. Trabalhos futuros que estão em desenvolvimento analisaram técnicas heurísticas e determinísticas para alocação ótima de GDs.

2.1 Sistema Teste

A metodologia foi testada utilizando um alimentador de distribuição localizado na região noroeste do estado do Rio Grande do Sul. O alimentador (AL-1) tem origem em uma subestação composta por um transformador de 25 MVA, 138/23 kV, conexão Δ -Yg. O sistema atende 6256 consumidores predominantemente residenciais. (Dornelles, 2013)

2.2 Perdas no Sistema

As perdas em um sistema de distribuição podem ser divididas em duas categorias, segundo a ANEEL:

- Perdas Técnicas: são aquelas inerentes ao transporte de energia elétrica na rede, relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito Joule), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc.
- Perdas Não-Técnicas: correspondem a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia, tais como furtos de energia,



CRICTE 2017

XXVIII Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnológica em Engenharia



erros de medição, erros no processo de faturamento, entre outros.

As perdas no sistema de distribuição é conceituado como a diferença entre a energia injetada e a energia fornecida pela distribuidora, expressa em megawatt-hora (MWh), composta pelas perdas de origem técnica e não técnica. Neste trabalho serão abordadas as perdas técnicas (ANEEL, 2016).

2.3 Modelagem do Sistema Elétrico

A modelagem do sistema teste foi realizado no *software* ATP Draw (Alternative Transient Program), considerando todas as características apresentadas no sistema teste.

O sistema foi modelado considerando todas as cargas como cargas PQ para representar as linhas foi utilizado blocos de parâmetros constantes, transformador híbrido e fonte tensão trifásica ideal.

3. TESTE E RESULTADOS

As simulações foram efetuadas considerando três cenários distintos de operação do alimentador. Partindo da condição de operação radial, dois cenários distintos foram simulados buscando o melhor local para a inserção da GD através de busca exaustiva.

A partir do primeiro caso, encontra-se a um primeiro momento, três possíveis lugares, para a alocação da GD. A análise é feita a partir dos valores de magnitude e ângulo de tensão e corrente, fluxo de carga e perdas.

3.1 Caso 1 – Sistema Radial

Considerando o sistema radial, e os dados da modelagem do sistema elétrico, obteve-se magnitude e ângulos das tensões em todos e ramos do sistema, magnitude e ângulos das correntes em nós e ramos, fluxo de potência e

perdas nas barras. A tensão em todos os nós pode ser analisada na figura (01).

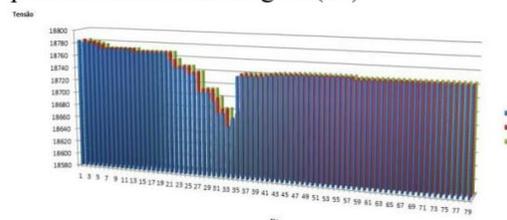


Figura 1: Magnitude de tensão em todos os nós para o caso 1.

Nota-se no nó 33 e no nó 35 uma queda de tensão significativa, justificada pela sua localização (final de ramo) e no decorrer do sistema ter perdas. Nota-se também que ainda não foram modelados os sistemas de proteção e regulador de tensão.

3.2 Caso 2 – Sistema com 1 Geração Distribuída no ramo menor queda de tensão

Em um primeiro momento, simulou-se a alocação de uma GD no ponto de menor tensão, do caso anterior, isto é, o no 35. Para a modelagem da GD no sistema usou-se uma fonte ideal com 3 kV, e um transformador. Observa-se que não inserido nenhum dispositivo de proteção, desta forma, espera-se harmônicas e perturbações a um primeiro momento.

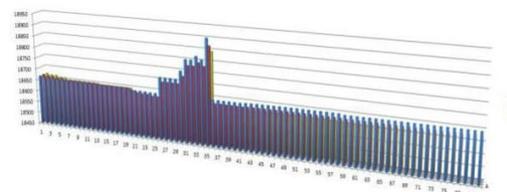


Figura 2: Magnitude de tensão em todos os nós para o caso 2.

Neste caso, as perdas aumentaram 1,04% comparando com o primeiro caso.



CRICTE 2017

XXVIII Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnológica em Engenharia

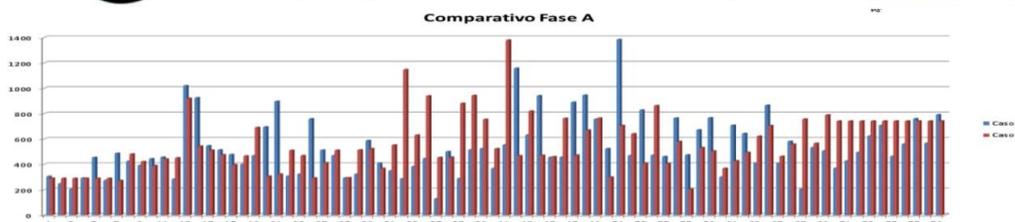


Figura 3: Comparativo de Perdas para o Caso 1 e Caso 2.

3.2 Caso 3 – Sistema com 1 Geração Distribuída no ramo final

Com o intuito de comparar as perdas, simulou-se mais um caso, alocando a GD no nó final (80), os parâmetros da fonte foram mantidos o mesmo do caso 2.

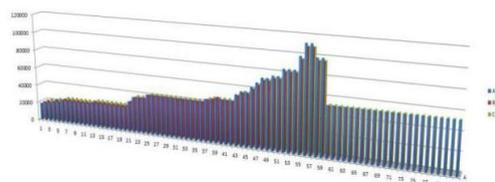


Figura 4: Magnitude de tensão em todos os nós para o caso 3.

Neste caso, as perdas aumentaram 4.200% comparando com o primeiro caso.

4. CONCLUSÃO

O presente trabalho busca um lugar ótimo para se inserir uma geração distribuída tendo como função objetivo as perdas do sistema. Em um primeiro momento, foram simulados três casos com o intuito de validar a proposta de maneira exemplificativa. Nos três casos simulados, verificou-se que o caso dois seria o ideal.

O caso dois mostrou-se ideal devido o nó escolhido apresentar baixo carregamento na linha, resultando em menos perda por efeito Joule, na figura (3) mostra-se um comparativo das perdas entre o caso 1 e o caso 2, nota-se

Em trabalhos futuros espera-se analisar previamente todos os nós e otimizar de maneira automática o melhor nó para inserir uma GD no sistema.

REFÊRENCIAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”. 2016

Jignesh Parmar, “Total Losses in Power Distribution & Transmission Lines-Part 1,” 2013. [Online]. Available: <https://electricalnotes.wordpress.com/2013/07/01/totallosses-in-power-distribution-transmission-lines-part-1/>. [Accessed: 06-Set-2017].

Gustavo Dorneles Ferreira. “Modelos Matemáticos Para Otimização Da Confiabilidade De Sistemas Elétricos De Distribuição Com Geração Distribuída”. Porto Alegre, 2013.

Bansal, Ramesh. “Handbook of Distributed Generation Electric Power Technologies, Economics and Environmental Impacts”. Petroria, Africa do Sul, 2017.

Kreith Frank, Goswami D. Yogi. “Energy Efficiency and Renewable Energy Handbook” 2a Ed, New York, 2015.

APÊNDICE D

VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 17 a 20 de abril de 2018

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

Thayane Skorupa – thayaneskorupa@gmail.com

Mitiani Tavares Fabrica Martins – mitianitf@gmail.com

Universidade Federal do Pampa, Departamento de Engenharia de Energia

Martín Cruz Rodríguez Paz – martinpaz@unipampa.edu.br

Professor Adjunto da Universidade Federal do Pampa, Departamento de Engenharia de Energia

Resumo. O presente estudo apresenta a análise dos impactos no perfil de tensão e perdas quando se insere uma nova fonte de Geração Distribuída (GD) no sistema. Para isto, considerou-se um sistema teste no noroeste do estado do Rio Grande do Sul, e uma fonte de Geração Distribuída Fotovoltaica de 5MW. Modelou-se o sistema no software ATP Draw, e a partir dos dados obtidos do sistema radial, escolheram-se cinco cenários distintos para inserir uma GD e analisar o perfil de tensão e as perdas no sistema. Com os resultados obtidos, o trabalho foi capaz de demonstrar a importância do local ótimo para a diminuição dos impactos, e espera-se de trabalhos futuros analisarem técnicas heurísticas e determinísticas para a alocação ótima de GD.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Energia Solar Fotovoltaica, Redução de Perdas

1. INTRODUÇÃO

A energia está presente em todas as atividades praticadas pelos seres humanos, em constante crescimento, tem sido correlacionada com diversos índices socioeconômicos (Goldemberg, 1998), (Baldam, 2016), (Lima, 2013), (Simabukulo, 2017) e (EPE, 2014). Dentre os diversos temas das Assembleias Gerais da Organização das Nações Unidas (ONU), desde sua fundação em 1945, pode-se dizer que a energia foi um dos principais temas presentes até então, com seu crescimento constante, impactos socioambientais e o desenvolvimento associado.

Em 1980 a geração de energia elétrica mundial era cerca de 8 TWh, oriunda principalmente da geração de energia por resíduos sólidos (69,6%) e hidrelétricas (21,5%) (Morais, 2015). Já em 2012 o consumo cresceu para 21.582 TWh, aproximadamente 270% em 32 anos, e o cenário por fonte alterou-se para 67,3% de combustíveis fósseis, 16,9% hidrelétricas, 10,8% nuclear e 5% outras renováveis. Espera-se que até 2020 o crescimento, no Brasil, alcance 685 TWh e em 2050 chegue a 1.624 TWh, desenvolvendo-se principalmente a parcela referente as energias renováveis, tais como eólica, biomassa e solar (EPE, 2014).

Considerando este contexto de crescimento acelerado do consumo, a preocupação com a sustentabilidade e ainda as limitações de expansão da infraestrutura de geração fazem com que se tome cada vez mais frequente o uso da Geração Distribuída (GD), aproveitando dos seus conceitos e aplicações (Grabolle, 2010) e (EPE, 2015).

O termo “Geração Distribuída” refere-se a pequenas centrais geradoras próximas aos centros de consumo. Na literatura ainda não há um consenso para a correta definição de GD, no entanto todas concordam como sendo uma fonte delimitada por uma potência instalada e próxima ao centro de consumo. A definição mais aceita na literatura foi proposta por Ackermann et al em 2001:

“Geração Distribuída é uma fonte de energia ligada diretamente à rede de distribuição ou ao local de medição do cliente. A distinção entre as redes de distribuição e transmissão baseia-se na definição legal, que é normalmente parte da regulação do mercado de eletricidade em cada país” (Ackermann, 2001).

Nos últimos anos a GD virou tema de discussão entre autores, debatendo sobre seus impactos e benefícios para o Sistema Elétrico de Potência (SEP). Como um dos principais benefícios apontados é a economia de investimentos em transmissão, redução de perdas por transporte quando colocada em um lugar ideal, a contribuição para melhorar a confiabilidade e qualidade da energia no sistema, e a melhora na estabilidade do sistema elétrico (NERC, 2011), (Pepermans et al, 2005), (Deepa, 20115).

Os principais impactos apontados na literatura é o grande impacto causado na alteração da concepção do SEP, tradicionalmente considerado um sistema radial, onde o fluxo de energia fluía das grandes fontes geradoras para as unidades consumidoras. Com a inserção da GD o sistema muda de radial para um sistema malhado, onde o fluxo se torna bidirecional, alterando toda a sincronização dos sistemas de proteção da rede. Estudos indicam também que a introdução em larga escala da GD no sistema poderá levar a instabilidade, devido aos fluxos bidirecionais (NERC, 2011), (Pepermans et al, 2005), (Deepa, 20115).

Há ainda alguns pontos em que os autores se dividem nas opiniões se a GD irá favorecer ou prejudicar o sistema, como por exemplo, a GD operar ilhada abastecendo alguns ramos do sistema, alguns autores defendem que a GD irá contribuir e este seria benéfico para o sistema. No entanto, outros autores citam que isto se tornaria uma situação perigosa para as equipes de manutenção (Gomez et al, 2005), (Walling et al, 2002), e (Mahat et al, 2008).

A necessidade de fornecer energia com qualidade e confiabilidade aceitáveis criará um ambiente favorável para o desenvolvimento de gerações distribuídas. Desta forma, nota-se que diversos estudos vem sendo realizados para minimizar os impactos da GD no sistema (Ochoa et al, 2011) e (Vovos et al, 2007).

Sabe-se ainda que para a minimização dos impactos da GD um fator determinante é a alocação da GD. Dependendo do ponto em que se é instalado pode trazer benefícios ou acentuar os impactos. Por exemplo, as perdas na rede, se a GD for instalada em um lugar adequado ela pode vir a contribuir a diminuir as perdas, um estudo da Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês *International Energy Agency*) afirmou que poderia se economizar até 15% em perdas se a GD for bem alocada (Pepermans et al, 2005). No entanto, se a GD for instalada em um ponto não adequado irá aumentar as perdas.

Desta forma, as perdas no SEP estão diretamente relacionadas ao nível de penetração e tamanho da GD, a distribuição e a intensidade do fluxo de carga nas linhas, com a inserção da GD, o comportamento do fluxo irá sofrer alterações, e consequentemente o comportamento das perdas mudará. Quando alocado a GD em um ponto com ótimo, este promoverá o alívio das linhas (Quezada et al, 2006), (Bansam, 2017).

O local ótimo da GD está diretamente associado a qual função objetivo quer se otimizar. Neste trabalho, optou-se por buscar um local ótimo da GD considerando um ponto onde possa contribuir a reduzir as perdas, trazendo o menor impacto possível ao sistema.

Para as diferentes fontes de GD, a modelagem será diferente e, consequentemente, os impactos também serão diferentes (Quezada et al, 2006), (Teleke, 2011) e (Delille et al, 2012). Sendo assim, escolheu-se no desenvolvimento deste trabalho focar na GD proveniente da fonte de Energia Solar Fotovoltaica (PV, do inglês *Photovoltaic*), uma vez que a perspectiva de crescimento e o panorama de instalações vêm avançando constantemente.

No Brasil, a Resolução Normativa nº 687/2015 é a que atualmente regulamenta as especificações e procedimentos da Geração Distribuída. No Art. 1º a RN 687/2015 alterou o art. 2º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 para:

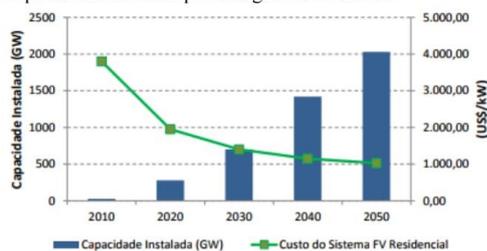
I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

Ainda sobre a Resolução Normativa nº 687/2015, coloca-se que a distribuidora não pode negar a atender uma unidade consumidora com GD desde que esse tenha atendido às condições de acesso estabelecidas, e para conexão de microgeração distribuída a responsabilidade financeira pelas obras no sistema de distribuição e a responsabilidade técnica e financeira pelo sistema de medição são arcados integralmente pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada.

No entanto, não é relatado nas especificações e procedimentos da RN 687/2015 os deveres dos consumidores responsáveis pela produção de energia, como por exemplo, a potência que será injetada na rede em determinados períodos do ano. Este fato torna-se um ponto negativo para o planejamento do despacho da demanda de energia, uma vez que não há um sistema de controle confiável quanto a energia gerada da parte das GDs PVs.

No Brasil, há perspectiva de crescimento da capacidade instalada até 2050 foi elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2015 e é ilustrada na Fig. 1. A viabilidade econômica que se dá ao longo de quando o custo nivelado da geração fotovoltaica for inferior à tarifa das distribuidoras, segundo a EPE a partir de 2021 o mercado tende a se viabilizar, esperando-se assim que o mercado se expanda significativamente.



Fonte: EPE, 2015.

Figura 1: Projeção de crescimento da capacidade instalada e custos até 2050

Diante dessa perspectiva, propõe-se neste trabalho a análise da alocação da GD a fim de minimizar as perdas de potência e manter o nível da tensão do sistema elétrico. Este ponto ótimo refere-se ao fato de que alimentadores podem ser passíveis de receber uma fonte em vários pontos, um exemplo disso, são os alimentadores rurais na região da campanha Gaúcha, onde em praticamente toda a extensão do alimentador tem-se praticamente a mesma disponibilidade de incidência solar.

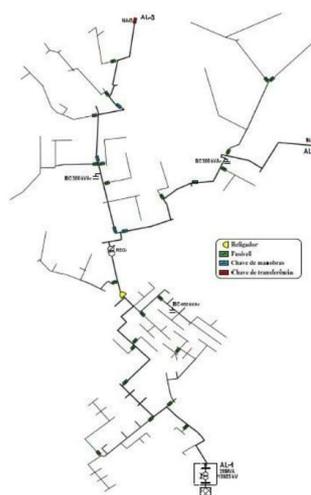
2. METODOLOGIA

Para determinar o local ideal, o presente trabalho foi desenvolvido inicialmente imaginando um cenário com baixo nível de penetração da GD, mas com grande potência instalada, representando uma usina PV com potência máxima para geração distribuída (5 MW). Neste cenário, simularam-se diversos casos, escolhidos na tentativa e erro, onde para cada caso analisaram-se o perfil de tensão e as perdas.

O objetivo deste trabalho era mostrar a importância na escolha ótima da alocação da GD. Em trabalhos futuros pretende-se analisar técnicas heurísticas e determinísticas para alocação ótima de GDs.

2.1 Sistema Teste

A metodologia foi testada e validada utilizando um alimentador de distribuição localizado na região noroeste do estado do Rio Grande do Sul, ilustrado na Fig. 2. Com origem em uma subestação composta por um transformador de 25 MVA, 138/23 kV e conexão Δ -Yg. O sistema atende 6.256 consumidores, predominantemente residenciais (Ferreira, 2013).



Fonte: Domelles, 2013.
Figura 2: Sistema Teste

O sistema tem na sua totalidade 80 nós, nota-se pela Fig. 2, que o sistema é um sistema com alguns ramos mais espaçados em relação aos outros, demonstrando diferentes topologias de rede.

2.2 Perdas de Potência no Sistema

A energia gerada, ou a energia despachada pelas subestações de energia passam por grandes redes elétricas, transformadores, cabos, entre outros equipamentos. Neste processo, assim como quaisquer outras cadeias produtivas, alguma porcentagem da energia despachada é perdida (ANEEL, 2015).

As perdas no sistema de distribuição podem ser divididas em Perdas Técnicas e Perdas Não-Técnicas. Segundo a classificação da ANEEL, tem-se:

- Perdas Técnicas: devido à energia dissipada nos condutores, equipamentos nas linhas de transmissão e distribuição ou ainda pelas perdas magnéticas em transformadores. Estas perdas dependem diretamente das características da rede e do modo de operação. Estas perdas geralmente representam cerca de 20% a

30%. Existem ainda dois tipos de perdas técnicas, o primeiro são as perdas técnicas permanentes ou fixas estas não variam de acordo com a corrente, assumem forma de calor e ruído, exemplo destas perdas são a Perdas de Corona, Perdas Dielétricas, Perdas em Circuito Aberto, entre outros. O segundo tipo de perdas são as perdas variáveis, estas por sua vez, variam com o quadrado da corrente, exemplos destas perdas são as Perdas Joules, Perdas de Impedância e Perdas causadas pela Resistência de Contato (Pamar, 2017).

- Perdas Não Técnicas: correspondem a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, geralmente relacionadas à erro de leitura do medidor, medidor defeituoso, falta de administração, restrições financeiras e roubos de energia (Pamar, 2017).

Neste trabalho serão abordadas apenas as Perdas Técnicas, relativas ao transporte de energia elétrica na rede, desta forma perdas por efeito Joule. As perdas técnicas por efeito Joule dependem basicamente de dois fatores determinantes: a tensão e a topologia da rede. Representada pela Eq. (1):

$$P = IV \quad (1)$$

A Eq. (1) pode ser reescrita em função da distância da linha, ou seja, representada pela resistência do fio, como mostra a Eq. (2):

$$P = IV = I_R(I_R R) = I_R^2 R \quad (2)$$

Ou ainda, pode-se escrever a Eq. (1) em função da tensão e distância da linha, como mostra a Eq. (3):

$$P = IV = \frac{V_R}{R} V = \frac{(V_R)^2}{R} \quad (3)$$

Nota-se que para o cálculo da perda elétrica na linha de distribuição usa-se o fluxo de corrente através do resistor.

2.3 Modelagem do Sistema

A modelagem do sistema teste foi realizada no *software* ATP Draw (do inglês, *Alternative Transient Program*), considerando todos os parâmetros informados no sistema teste.

O ATP Draw é um *software* livre, necessitando de uma licença que pode ser obtida *online*, dedicado à estudos eletromagnéticos, possuindo uma série de aplicações. Por meio dele é possível modelar adequadamente os sistemas elétricos e analisar os aspectos de carregamento, tensão e proteção (ATP Draw, 2017).

As linhas de transmissão possuem basicamente quatro parâmetros que influenciam em seus comportamento no sistema elétrico: resistência, indutância, capacitância e condutância (Soares, 2016). Na biblioteca do ATP Draw encontra-se diferentes modelos de modelagem das linhas, segundo Soares pode ser divididos basicamente em dois tipos:

- LUMPED - Modelos de linhas de transmissão com parâmetros concentrados: Modelo π , elementos RL acoplados mutuamente, ou linha simétrica com elementos RL acoplados;
- DISTRIBUTED - Modelos de linhas de transmissão com parâmetros distribuídos e constantes: Linhas transpostas, linhas sem transposição ou Linha e Cabos Constantes (LCC, do inglês *Line Constant, Cable Constant and Cables Constants*).

Optou-se pela modelagem da linha utilizar o elemento LCC, baseando-se em inserir os parâmetros geométricos do sistema. Os dados padrão solicitados são a resistividade do solo, a frequência na qual os parâmetros da linha deverão ser calculados e o comprimento da linha (ATP Draw, 2017).

As cargas foram modeladas como cargas PQ, onde as potências reais e reativas são informadas, e com isto, calcula-se a tensão magnitude e o ângulo (Ahmadi et al, 2016).

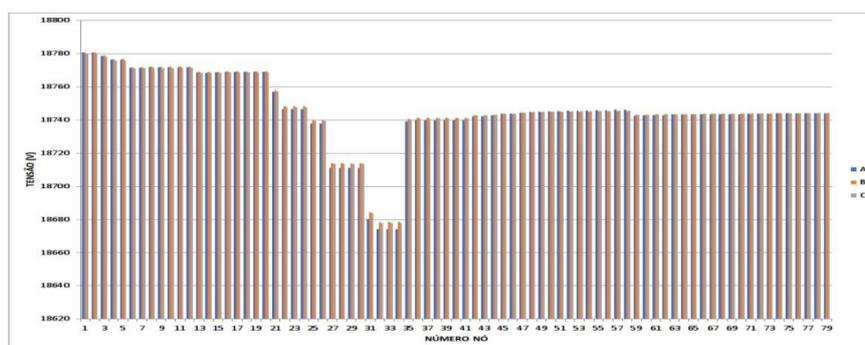
A GD foi modelada representando o inversor que injeta a corrente na rede, com o intuito de obter parâmetros reais, simulou-se no *software* SOLergo, o SOLergo permite realizar o dimensionamento completo de sistemas fotovoltaicos. Logo, com a potência desejada encontrou-se a corrente que iria ser injetada na rede e representou-se este valor como uma fonte de corrente, acoplada a uma indutância e um transformador híbrido.

3. DISCUSSÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

O presente trabalho analisou cinco diferentes casos para o cenário de uma única GD de 5 MW partindo da condição inicial de operação radial, analisou-se quais seriam os 5 melhores casos possíveis para a inserção da GD através da busca exemplificativa. A análise dos resultados é feita a partir dos valores de magnitude e ângulo de tensão e corrente, fluxo de carga e perdas.

3.1 Sistema Radial – Caso Base

Considerando o sistema radial, modelou-se o sistema teste e obteve-se o perfil da tensão de regime permanente no sistema, como é ilustrado na Fig. 3.



Fonte: Autoria Própria, 2017.

Figura 3: Perfil de Tensão para o Sistema Radial

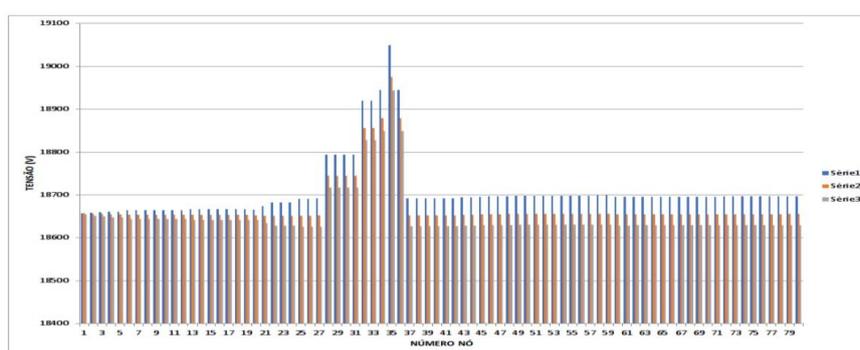
Analisando a Fig. 3 nota-se uma variação de tensão entre o nó 27 ao nó 35, representando um dos ramos do sistema. Este afundamento no perfil de tensão pode representar condutores pequenos ou carga elevada, no entanto, quando analisado a topologia do sistema, nota-se que não há grandes variações nos condutores, concluindo-se desta forma, que este afundamento é devido a carga elevada nestes ramos. Quanto ao carregamento da linha, a ANEEL afirma que a GD poderá ser capaz de aliviar o carregamento das redes.

Desta forma, analisando este perfil de tensão escolhem-se cinco casos para se analisar o comportamento da inserção da GD. Escolhem-se os nós de acordo com a localização dos ramos, alguns que são finais de linha com o intuito de verificar a qualidade de tensão e os nós que apresentam que na Fig. 3 apresentaram afundamento de tensão. Logo, os nós selecionados para avaliar a inserção da GD foram: 35, 41, 56, 71 e 80.

Considera-se para o cálculo da tensão em PU, a tensão no primeiro nó no caso radial, desta forma, tensão de base como 18.780,8V como 1pu.

3.2 Caso 1 – Sistema com GD no nó 35

Considerando o caso da inserção da GD no nó 35, obteve-se o perfil de tensão apresentado na Fig. 4. Nota-se que o perfil em alguns pontos apresentou picos de tensão, tendo seu máximo com 1,04 pu, no nó 35, onde foi inserida a GD. Mas pode-se dizer que não apresentou grandes variações de tensão, desconsiderando o pico onde a GD foi inserida e seus ramos vizinhos, manteve-se uma média de 0,994 pu em grande parte do sistema.

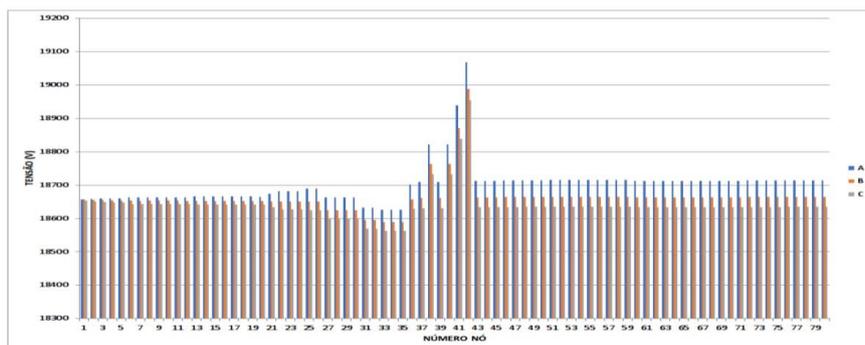


Fonte: Autoria Própria, 2017.

Figura 4: Perfil de Tensão para o Sistema com GD no Nó 35

3.3 Caso 2 – Sistema com GD no nó 41

No segundo caso, analisando os impactos no perfil da tensão (Fig 5) da inserção da GD no nó 41, percebe-se que novamente, como esperado, observa-se que o pico de tensão é nó da GD, com 1,015 pu. O primeiro nó apresenta a maior queda de tensão com 0,988 pu. Neste caso, nota-se que grande parte dos nós apresenta cerca de 0,993 V, apresentando picos onde a GD foi inserida e nos ramos vizinhos.

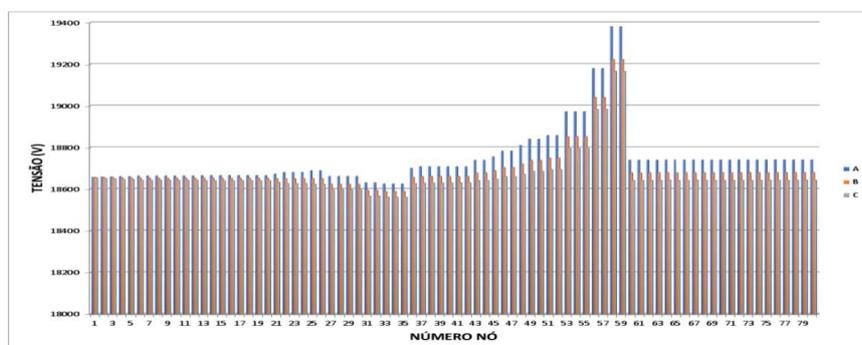


Fonte: Autoria Própria, 2017.

Figura 5: Perfil de Tensão para o Sistema com GD no Nó 41

3.4 Caso 3 – Sistema com GD no nó 56

O perfil de tensão para o caso 3 pode ser analisado na Fig. 6. Analisando a variação do perfil de tensão para este caso, nota-se que a maior tensão (no nó onde foi inserido a GD) apresenta 1,031 pu, e no menor ponto de tensão (nó 1) 0,9882 pu. Em média os nós apresentaram cerca de 0,998 pu, nota-se ainda que neste caso não há um perfil de tensão contínuo, apresentando em vários nós picos e oscilações de tensão.



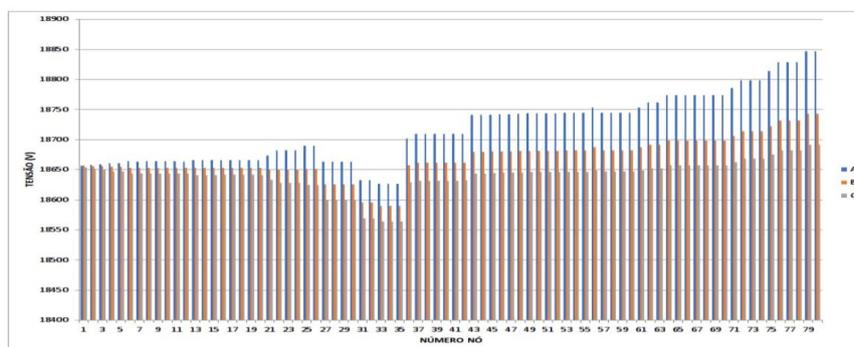
Fonte: Autoria Própria, 2017.

Figura 6: Perfil de Tensão para o Sistema com GD no Nó 56

3.5 Caso 4 – Sistema com GD no nó 71

No quarto caso, analisam-se os impactos no perfil da tensão na Fig. 7 da inserção da GD no nó 71. Neste caso, a média apresentou-se em torno de 0,994 pu, com uma maior constância, apresentando-se crescente. Com pico de maior tensão com 1,003 pu na fase A e menor tensão com 0,988 pu na fase C.

VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 17 a 20 de abril de 2018

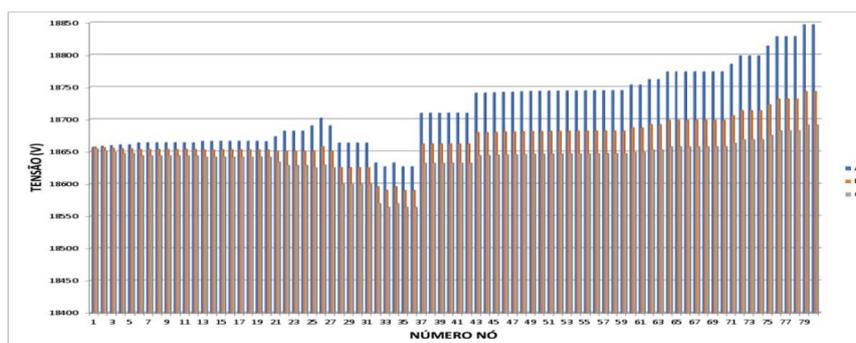


Fonte: Autoria Própria, 2017.

Figura 7: Perfil de Tensão para o Sistema com GD no Nó 71

3.6 Caso 5 – Sistema com GD no nó 80

No último caso, analisa-se o perfil de tensão para o último nó do sistema, nó de fim de rede. O perfil de tensão pode ser analisado na Fig. 8. Nota-se visualmente, que a média com cerca de 0,994 pu, apresentou-se como um padrão crescente. No ponto de maior tensão obteve-se 1,004 pu e o ponto com menor tensão 0,988 pu.



Fonte: Autoria Própria, 2017.

Figura 8: Perfil de Tensão para o Sistema com GD no Nó 80

3.7 Comparações dos Casos Simulados

Comparou-se os cinco casos simulados com o sistema radial para analisar mais detalhadamente os impactos no perfil da tensão, pode-se analisar a comparação na Tab. 1. A tabela mostra por fase, a média das tensões, o máximo e o mínimo ponto de tensão. Nas colunas de comparação tem-se a variação máxima e mínima, fazendo a diferença de ponto de máxima tensão e o ponto de mínima tensão para se analisar a oscilação da tensão no sistema. E por último na coluna “Variação Média” tem-se a porcentagem da variação considerando-se o sistema radial como padrão (100%), e a partir deste sistema calculou-se o quanto variou a média de tensão em cada caso, para cada fase.

Tabela 1 – Comparação do perfil de tensão para os cinco casos simulados para a alocação da GD
Fonte: Autoria Própria, 2017.

Casos		Fase A			Comparação	
		Média	Máximo	Mínimo	Variação máx. e mín.	Variação média (%)
Caso 0	Mag.	18.745,9	18.780,7	18.674,2	106,5	100%
	Ang.	-30,2	-30,0	-30,2	0,2	100%
Caso 1	Mag.	18.708,33	19.049,2	18.657,36	391,84	99,79%
	Ang.	-27,6	-24,4	-29,7	5,3	91,39%
Caso 2	Mag.	18.700,9	19.068,8	18.626,5	442,3	99,75%
	Ang.	-27,5	-24,4	-29,7	5,3	91,05%

Caso 3	Mag.	18.745,8	19.380,1	18.624,9	755,2	99,99%
	Ang.	-26,7	-20,8	-29,7	8,9	88,41%
Caso 4	Mag.	18.717,6	18.847,0	18.626,7	221	99,84%
	Ang.	-27,0	-24,2	-29,7	5,5	89,4%
Caso 5	Mag.	18.717,5	18.847,0	18.626,6	220,4	99,84%
	Ang.	-27,0	-24,2	-29,7	5,5	89,4%
Casos	Fase B			Comparação		
		Média	Máximo	Mínimo	Variação máx. e min.	Variação média (%)
Caso 0	Mag.	18.746,5	18.780,9	18.678,5	102,4	100%
	Ang.	-150,2	-150,0	-150,3	0,3	98,46%
Caso 1	Mag.	18.673,7	19.650,9	18.974,9	676	99,61%
	Ang.	-147,9	-144,8	-149,7	4,9	98,46%
Caso 2	Mag.	18.700,9	19.068,8	18.626,5	442,3	99,75%
	Ang.	-147,8	-144,8	-149,8	5	98,4%
Caso 3	Mag.	18.694,2	19.222,5	18.588,8	633,7	99,72%
	Ang.	-147,0	-141,6	-149,7	8,1	97,86%
Caso 4	Mag.	18.669,5	18.743,3	18.589,9	153,4	99,58%
	Ang.	-147,3	-144,8	-149,8	5	98,06%
Caso 5	Mag.	18.669,5	18.743,2	18.589,9	153,3	99,58%
	Ang.	-147,3	-144,8	-149,7	4,9	98,06%
Casos	Fase C			Comparação		
		Média	Máximo	Mínimo	Variação máx. e min.	Variação média (%)
Caso 0	Mag.	18.746,3	18.780,1	18.677,9	102,2	100%
	Ang.	89,8	89,9	89,7	0,2	100%
Caso 1	Mag.	18.652,1	18.944,0	18.625,1	318,9	99,49%
	Ang.	92,2	95,4	90,2	5,2	102,67%
Caso 2	Mag.	18.639,4	18.954,6	18.563,4	391,2	99,42%
	Ang.	92,3	95,4	90,2	5,2	102,7%
Caso 3	Mag.	18.663,8	19.165,0	18.561,8	603,2	99,55%
	Ang.	93,0	98,8	90,2	8,6	103,5%
Caso 4	Mag.	18.640,9	18.691,4	18.563,8	127,6	99,43%
	Ang.	92,81	95,47	90,23	5,24	103,35%
Caso 5	Mag.	18.640,9	18.691,4	18.563,8	127,6	99,70%
	Ang.	92,8	95,4	90,2	5,2	103,35%

Tendo como base a variação no perfil da tensão, como mostra a Tab. 1, nota-se que o melhor caso simulado foi o caso 1. A ANEEL estabelece pelo módulo 8, do PRODIST para faixa de operação entre 1kV e 69kV, a tensão adequada entre 0,93Vb e 1,05Vb, considerando Vb como 18.780,4V, corresponde os limites de tensão adequada como 17.465,7V e 19.719,4V respectivamente. Nota-se que todos os casos simulados para a inserção desta GD mostram-se satisfatório dentro das normativas estabelecidas.

A comparação entre as perdas pode ser analisada na Tab. 2. A primeira linha da tabela informa as perdas totais em cada caso, a segunda linha é calculada a porcentagem das perdas tendo como padrão o sistema radial.

Tabela 1 – Comparação das perdas do sistema para os cinco casos simulados para a alocação da GD
Fonte: Autoria Própria, 2017.

	Sistema Radial	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Perdas Totais	2,97E+05	6,1206E+05	6,0902E+05	8,0507E+05	6,0948E+05	6,0948E+05
Porcentagem baseado no sistema radial	100%	206,08%	205,05%	271,06%	205,21%	205,21%

Nota-se que o melhor caso objetivando-se a otimizar as perdas foi o caso 2, com cerca de 66% a menos de perdas ao pior caso (caso 3).

4. CONCLUSÃO

O objetivo deste estudo era mostrar a importância na escolha ótima da locação da GD, para isto, simulou-se cinco cenários distintos para analisar os impactos da GD no perfil de tensão e nas perdas do sistema.

Quando analisado o perfil de tensão para o sistema radial, imaginou-se que o melhor local de alocação seria o nó 35, analisado pelo perfil de tensão do sistema radial. No entanto, no decorrer do trabalho, notou-se que buscando manter a qualidade de tensão todos os nós simulados mostraram-se dentro do estabelecido pela ANEEL, no módulo 8 do PRODIST, mas quando espera-se otimizar as perdas no sistema o melhor ponto dentre os cinco simulados seria o nó 41.

Foi possível analisar também a importância da alocação ótima, quando se compara os cinco casos e percebe-se que a variação entre o melhor e o pior ponto apresentou cerca de 66% de diferença nas perdas do sistema.

Em trabalhos futuros espera-se simular cenários com maior nível de penetração da GD, e com menor potência instalada, isto é, com microgeração distribuída, uma vez que as projeções da EPE indica que será o setor de maior crescimento nas GDs. Ainda para trabalhos futuros estão em desenvolvimento analisaram técnicas heurísticas e determinísticas para alocação ótima de GDs.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Goran; SODER, Lennart. Distributed Generation: a definition. Electric Power Systems Research, 2001.
- ANEEL. Perdas de Energia. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false>
- ANEEL. Resolução n. 505 de 26 de novembro de 2001: Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. 2001. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2001505.pdf>>.
- ATP Draw. Informações sobre o software. 2017. Disponível em: <<http://www.atpdraw.net/>>. Acesso em: 12 nov. 2017 às 13:40
- BALDAM, Roquemar. Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.
- BRASIL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2017. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF.
- DEEPA, Kumar S.; J. S. Savier. Impact Analysis of Distributed Generation Integration on Distribution Network Considering Smart Grid Scenario. IEEE Region 10 Symposium. India, 2017.
- DELLILE, Gauthier; FRANÇOIS, Bruno. Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol 3, no. 4, 2012.
- FERREIRA, Gustavo Domelles. Modelos Matemáticos para Otimização da Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Distribuição com Geração Distribuída. Porto Alegre, 2013.
- EPE 2014. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Nota técnica DEA 19/14. Rio de Janeiro, out. 2014. Disponível em: < www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Estudos_27.aspx >. Acesso em: 29 out. 2017 às 21:00.
- EPE, 2015. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2015.
- GRABOLLE, Priscila Braun. A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana. Florianópolis, 2010.
- GOLDEMBERG, J.; PALETTA, F. C. et. al. Energias Renováveis. São Paulo: Edgar Blucher, 2012.
- GOMEZ, J. C; MORCOS, M. M. Coordination of Voltage Sag and Overcurrent Protection in DG Systems. IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 20, Issue: 1, Jan. 2005)
- AHMADI, Hamed. MARTI, José R. MEIER, Alexandra Von. A Linear Power Flow Formulation for Three-Phase Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Systems, 2016.
- LIMA, Fernando Carlos G. de Cerqueira. Contabilidade Social: a nova tendência das contas nacionais. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.
- MAHAT, Pukar; BAK-JENSEN, Birgitte. Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on
- MORAIS, Luciano Cardoso de. Estudo Sobre o Panorama da Energia Elétrica no Brasil e Tendências Futuras. Bauru, 2015.
- NERC. Potential Bulk System Reliability Impacts of Distributed Resources. Princeton, 2011.
- OCHOA, Luis F.; HARRISON, Gareth P. Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 26, Issue: 1, Feb. 2011)
- PEPERMANS, Guido; HARSELDONCKX, Dries; BELMANS, Ronnie; D'HAESELEER, William. Distributed Generation: definition, benefits and issues. Belgium, 2003.
- QUEZADA, Victor H. Méndez; ABBAD, Juan Rivier. Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, 2016.

VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 17 a 20 de abril de 2018

- SIMABUKULO, Lucas Antonio Nizuma; CORREA, Luiz Filipe da Silva; SANTOS, Manoel Messias Oliveira dos; MARTINS, Mariana. Energia, Industrialização e Modernidade – História Social.
- SOARES, Guilherme Beloti. Análise de Energização de Linhas de Transmissão. Brasília, 2016.
- SOLergo. Informações sobre o software. 2017. Disponível em: < <http://hiperenergy.com.br/idc-portfolio/solergo/>>. Acesso em: 12 nov. 2017 às 14:15
- TELEKE, Sercan; JAHANBAKSHI, Farbod; KATIRAEI, Farid; AGUERO, Julio Romero. Analysis of Interconnection of Photovoltaic Distributed Generation. Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), 2011 IEEE
- VOVOS, Panagis N.; KIPRAKIS, Aristides E.; WALLACE, A. Robin; HARRISON, Gareth P. Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 22, Issue: 1, Feb. 2007)
- WALLING, R. A.; MILLER, N. W. Distributed Generation Islanding-Implications on Power System Dynamic Performance. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002.

OPTIMUM ALLOCATION OF DISTRIBUTED GENERATION PHOTOVOLTAIC FOR REDUCING ENERGY LOSSES IN ELECTRICITY DISTRIBUTION SYSTEMS: A CASE STUDY

***Abstract.** This study presents an analysis of the impacts on the voltage profile and losses when it inserts a new source of distributed generation (DG) on the system. For this, it was considered a test system in the Northwest of the State of Rio Grande do Sul, and a source of Distributed Generation Photovoltaic of 5MW. Modeled in the software system ATP Draw, and from data obtained of the radial system, chose five different scenarios for inserting a GD and analyze the profile of tension and the losses in the system. With the results obtained, the study was able to demonstrate the importance of the location optimal for the reduction of impacts, and of further work to examine heuristics and deterministic for the optimal allocation of GD.*

Key words: Distributed Generation, Photovoltaic Solar Energy, Losses Reduction

ANEXO A

www.jinkosolar.com



JKM320PP-72

305-320 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008 · ISO14001:2004 · OHSAS18001 certified factory.
IEC61215 · IEC61730 certified products.



KEY FEATURES



High Power Output:

Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 320Wp.



Anti-PID Guarantee:

Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under 60°C/85% RH condition for mass production.



Low-light Performance:

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.

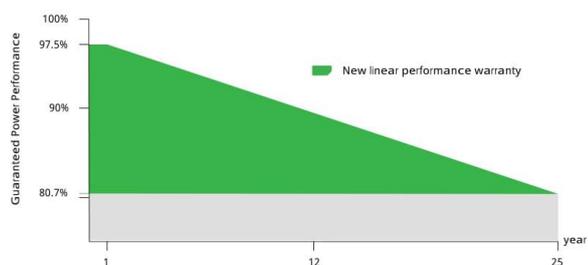


Temperature Coefficient:

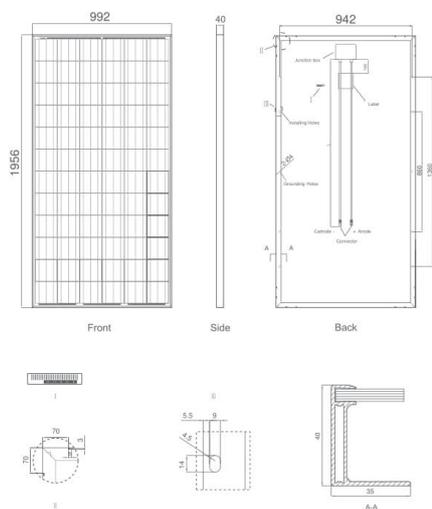
Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

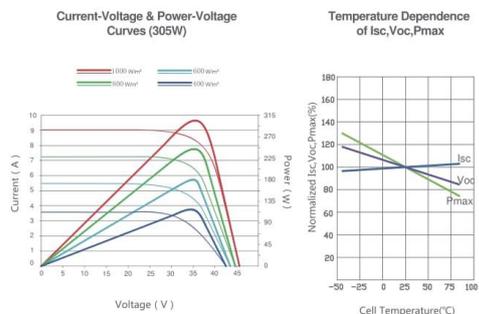


Engineering Drawings



Packaging Configuration
 (Two boxes =One pallet)
 25pcs/ box, 50pcs/pallet, 550 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No.of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm², Length:900mm

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM305PP		JKM310PP		JKM315PP		JKM320PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	305Wp	226Wp	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.8V	33.6V	37.0V	33.9V	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V
Maximum Power Current (Imp)	8.30A	6.72A	8.38A	6.81A	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.6V	42.2V	45.9V	42.7V	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V
Short-circuit Current (Isc)	8.91A	7.22A	8.96A	7.26A	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A
Module Efficiency STC (%)	15.72%		15.98%		16.23%		16.49%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-MKT-320PP_rev2015

ANEXO B

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

fronius

SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS ECO

/ The compact project inverter for maximum yields.

/ SnapNverter
Technology/ Integrated data
communication/ Smart Grid
Ready/ Dynamic Peak
Manager

/ Zero feed-in



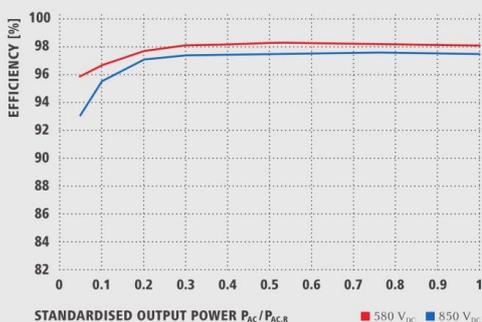
/ The three-phase Fronius Eco in power categories 25.0 and 27.0 kW perfectly meets all the requirements of large-scale installations. Thanks to its light weight and SnapNverter mounting system, this transformerless device can be installed quickly and easily either indoors or outdoors. This inverter range is setting new standards with its IP 66 protection class. Furthermore, thanks to its integrated double fuse holders and optional overvoltage protection, string collection boxes are no longer necessary.

TECHNICAL DATA FRONIUS ECO

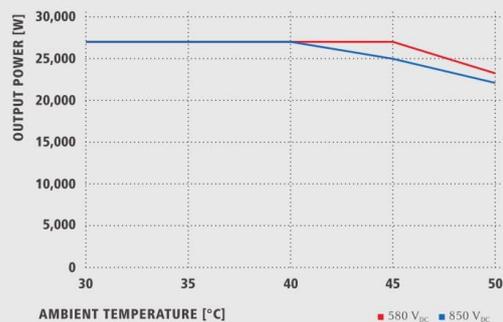
INPUT DATA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Max. input current ($I_{dc\ max}$)	44.2 A	47.7 A
Max. array short circuit current		71.6 A
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)		580 V
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)		650 V
Nominal input voltage ($U_{dc\ n}$)		580 V
Max. input voltage ($U_{dc\ max}$)		1,000 V
MPP voltage range ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)		580 - 850 V
Number of MPP trackers		1
Number of DC connections		6
Max. PV generator output ($P_{dc\ max}$)		37.8 kW _{peak}
OUTPUT DATA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	25,000 W	27,000 W
Max. output power	25,000 VA	27,000 VA
AC output current ($I_{ac\ nom}$)	37.9 A / 36.2 A	40.9 A / 39.1 A
Grid connection (voltage range)		3-NPE 380 V / 220 V or 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / - 30 %)
Frequency (frequency range)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Total harmonic distortion		< 2.0 %
Power factor ($\cos \varphi_{ac,n}$)		0 - 1 ind. / cap.
GENERAL DATA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensions (height x width x depth)		725 x 510 x 225 mm
Weight		35.7 kg
Degree of protection		IP 66
Protection class		1
Overvoltage category (DC / AC) ²⁾		1 + 2 / 3
Night-time consumption		< 1 W
Inverter concept		Transformerless
Cooling		Regulated air cooling
Installation		Indoor and outdoor installation
Ambient temperature range		-25 - +60 °C
Permitted humidity		0 to 100 %
Max. altitude		2,000 m
DC connection technology		6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²
AC connection technology		5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²
Certificates and compliance with standards		ÖVE / ONORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21

²⁾According to IEC 62109-1. DIN rail for optional type 1 + 2 and type 2 overvoltage protection available.
Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS ECO 27.0.3-S EFFICIENCY CURVE



FRONIUS ECO 27.0.3-S TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS ECO

EFFICIENCY	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Max. efficiency	98.2 %	98.3 %
European efficiency (η _{EU})	98.0 %	98.0 %
η at 5 % P _{Ac,R} ¹⁾	95.1 / 91.5 %	95.9 / 93.1 %
η at 10 % P _{Ac,R} ¹⁾	97.0 / 95.2 %	96.8 / 95.7 %
η at 20 % P _{Ac,R} ¹⁾	97.8 / 96.9 %	97.7 / 97.1 %
η at 25 % P _{Ac,R} ¹⁾	98.0 / 97.0 %	98.1 / 97.3 %
η at 30 % P _{Ac,R} ¹⁾	98.1 / 97.2 %	98.1 / 97.4 %
η at 50 % P _{Ac,R} ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.3 / 97.5 %
η at 75 % P _{Ac,R} ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.2 / 97.6 %
η at 100 % P _{Ac,R} ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.1 / 97.5 %
MPP adaptation efficiency		> 99.9 %

PROTECTION DEVICES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
DC insulation measurement		Yes
Overload behavior		Operating point shift, power limitation
DC disconnect		Yes
Integrated string fuse holders ²⁾		Yes
Reverse polarity protection		Yes

INTERFACES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)
6 inputs and 4 digital inputs/outputs		Interface to ripple control receiver
USB (A socket) ³⁾		Datalogging, inverter update via USB flash drive
2x RS422 (R)45 socket) ³⁾		Fronius Solar Net
Signalling output ³⁾		Energy management (floating relay output)
Datalogger and Webservice		Included
External input ³⁾		S0 meter connection / Evaluation of overvoltage protection
RS485		Modbus RTU SunSpec or meter connection

¹⁾ And at $U_{mpp, min} = U_{dc,r} / U_{mpp, max}$. ²⁾ Optionally fitted with 6 fuses 15 A / 1,000 V on the plus side. ³⁾ Also available in the light version.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,700 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our record of over 800 granted patents is testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v06 Apr 2016 EN

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

ANEXO C

Parâmetros reais do sistema de 80 barras do noroeste do estado do Rio Grande do Sul.

Section	Type	BNODE	ENODE	DEV	ℓ	ZID	l (em m)
1	M	1	2	R	0,473	2	760,413
2	L2	2	3		0,410	6	659,025
3	M	2	4		0,641	2	1030,782
4	L2	4	5	F	0,483	6	777,311
5	M	4	6		0,706	2	1135,550
6	L1	6	7	F	0,454	6	729,997
7	L1	7	8		0,830	6	1334,948
8	L2	8	9		0,704	6	1132,171
9	L2	8	10		0,651	6	1047,680
10	L2	10	11		0,737	6	1186,245
11	L2	10	12	F	0,753	6	1211,592
12	M	6	13		0,441	2	709,719
13	L1	13	14	F	1,536	6	2472,188
14	L2	14	15		0,907	6	1459,993
15	L1	14	16		0,852	6	1370,433
16	L2	16	17		0,793	6	1275,804
17	L2	17	18		0,664	6	1067,958
18	L2	16	19	F	0,878	6	1413,081
19	L2	19	20		1,153	6	1855,408
20	M	13	21		1,584	2	2549,919
21	M	21	22	S	1,394	2	2244,064
22	L2	22	24	F	0,538	6	865,181
23	L2	22	23	F	0,511	6	822,936
24	M	22	25		1,180	2	1899,343
25	L2	25	26		0,852	6	1370,433
26	L1	25	27		1,119	6	1800,047
27	L2	27	28	F	0,683	6	1098,375
28	L2	28	29		0,583	6	937,843
29	L2	28	30		0,538	6	865,181
30	L1	27	31	F	0,597	6	960,213
31	L2	31	32		0,667	6	1073,027
32	L2	32	33		0,839	6	1350,156
33	L2	32	34		0,225	6	361,619
34	L2	34	35		0,503	6	809,418
35	L2	34	36		0,747	6	1201,453
36	M	25	37		0,709	2	1140,620
37	M	37	38	R	0,443	2	713,099
38	L1	38	39	F	0,957	6	1539,817
39	L2	39	40		0,613	6	986,847

40	L2	39	41		0,873	6	1404,230
41	L2	41	42		0,922	6	1483,651
42	M	38	43	RG	1,735	2	2791,561
43	M	43	44	S	0,951	2	1530,965
44	M	44	45		1,418	2	2281,239
45	L2	45	46	F	0,761	6	1225,110
46	M	45	47		1,330	2	2140,985
47	M	47	48	S	1,423	2	2289,688
48	L2	48	49	F	1,260	6	2027,768
49	M	48	50		0,789	2	1269,045
50	M	50	51	SI	2,081	2	3349,197
51	L1	50	52	F	0,881	6	1418,150
52	L2	52	53		0,786	6	1265,665
53	L2	53	54		0,768	6	1235,249
54	L1	52	55		1,369	6	2203,508
55	L2	55	56	F	1,273	6	2048,046
56	L2	56	57		0,789	6	1269,045
57	L2	56	58		1,117	6	1797,955
58	L2	55	59	F	1,276	6	2053,116
59	M	43	60	S	0,686	2	1103,444
60	L2	60	61		1,179	6	1897,653
61	M	60	62		0,452	2	726,617
62	L2	62	63	F	1,070	6	1721,913
63	M	62	64		0,617	2	993,607
64	L2	64	65	F	1,441	6	2318,415
65	L1	64	66	F	0,967	6	1556,312
66	L2	66	67		0,887	6	1427,887
67	L2	66	68		0,441	6	710,121
68	L2	68	69		0,615	6	990,227
69	L2	68	70		0,843	6	1356,915
70	M	64	71	S	0,614	2	988,537
71	M	71	72		0,644	2	1035,852
72	L2	72	73	F	1,038	6	1671,219
73	L2	73	74		1,177	6	1894,274
74	M	72	75		0,844	2	1359,007
75	M	75	76	S	0,698	2	1123,722
76	L2	76	80	F	0,932	6	1500,549
77	L2	80	81		1,264	6	2034,528
78	M	76	77		0,853	2	1372,123
79	L2	77	78	F	1,318	6	2120,708
80	M	77	79	SI	1,118	2	1799,644

