

# Análise de Fluxo de Carga e Energia Gerada no Sistema Isolado da Ilha de Fernando de Noronha

*Title: Load Flow analysis and energy generated in the isolated system of Fernando de Noronha Island*

**Guilherme Bruno Napoleão**

Escola Politécnica de Pernambuco  
Universidade de Pernambuco  
50.720-001 - Recife, Brasil  
guilherme.napoleao@gmail.com

**Alcides Codeceira Neto**

Escola Politécnica de Pernambuco  
Universidade de Pernambuco  
50.720-001 - Recife, Brasil  
acodeceiraneto@gmail.com

**Resumo**

*Este trabalho tem por objetivo apresentar as mudanças no fornecimento de energia pela CELPE na ilha de Fernando de Noronha, com a inclusão de duas plantas de energia fotovoltaica. Com um período de avaliação de 24 meses, foram utilizadas as medições de energia gerada pelas plantas de energia renovável, o consumo de toda a Ilha de Fernando de Noronha, antes e depois da entrada das novas usinas, e o carregamento por circuito de distribuição da rede CELPE. Também foram coletados dados de consumo de óleo da Usina Tubarão e energia gerada no sistema isolado da ilha e no período que antecede a instalação das duas plantas solares e comparado com o período pós instalação. Para o estudo de fluxo de carga do sistema elétrico, foi utilizado o software Interplan que possibilita o estudo do nível de tensão e carregamento por circuito analisando as melhorias proporcionadas pela geração fotovoltaica (GV), e comparando a possibilidade de máxima de geração com a situação atual. Os resultados mostram o potencial para instalação de fontes de Geração Distribuída bem como as melhorias para o sistema elétrico e ambiental que as mesmas proporcionam.*

**Palavras-Chave:** *Energia Fotovoltaica. Usina Tubarão. Energias Renováveis. Fernando de Noronha. Energia Solar. Fluxo de Carga*

**Abstract**

*The technical paper presents the effect of energy supply in Fernando de Noronha Island when connecting two photovoltaic solar plants to the electric power distribution system. The two photovoltaic solar plants were introduced by CELPE, the local utility. An analysis considering the inclusion of the two photovoltaic solar plants to the distribution grid has been carried out and compared to the former one. The results show the potential of connecting renewable energy sources as photovoltaic solar plants to the distribution grid, considering improvements to the electric power system and also the environmental aspects they provide.*

**Keywords:** *Photovoltaic Energy. Tubarão Power Plant. Renewable Energy. Fernando de Noronha. Solar Energy. Load Flow*

## 1 Introdução e Objetivos

O aumento do consumo energético no mundo proporcionou um consumo exacerbado das diversas fontes disponíveis. No entanto, a maioria das fontes utilizadas é de origem não renovável (petróleo, carvão, etc.) o que tem resultado em uma degradação do meio ambiente de uma forma quase irreversível. Dentre as fontes de energia alternativa, a energia solar é uma das que recebe destaque. Utilizando uma fonte inesgotável, o Sol, a energia solar pode ser aproveitada pela absorção térmica ou pelo efeito fotovoltaico. Em 2014, segundo estudo da EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*), a potência instalada com geração através da energia solar fotovoltaica chegou a 178GW, sendo que é estimado, para os próximos 5 anos, uma capacidade total instalada de 450GW.

No Brasil, a primeira Usina Solar instalada em escala comercial está localizada em Tauá, no estado do Ceará, e produz energia para abastecer 650 casas populares. A maior de todas as Usinas Solar do Brasil está localizada na cidade de Tubarão, Santa Catarina. Em operação desde Agosto de 2014, esta planta fotovoltaica conta com uma capacidade máxima de 3MWp e pode abastecer até 2,5 mil casas por ano. Apesar da pequena quantidade de usinas instaladas, o país começou a avançar na instalação de energias alternativas quando a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) iniciou os estudos para regulamentar as normas técnicas necessárias para instalação dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes em 2002. A evolução das normatizações culminou com a publicação da Resolução Normativa nº482, de 17 de Abril de 2012, que regulamenta a geração distribuída de forma micro (até 100kW) e mini (100kW até 1MW). Em 24/11/2015, esta norma sofreu uma modificação com a inclusão de regras que permitem a expansão destes sistemas e passaram a ser válidas a partir de 1º de Março de 2016. Agora, passa a se considerar como microgeradoras as centrais geradoras que apresentem potência instalada até 75kW. A mini geração passará então a englobar a potência entre 75kW até 5MW.

Para Lopes et al. (2014), uma das vantagens do sistema de geração distribuída, cogeração com uso de qualquer fonte renovável de potência limitada, é a sua conexão em paralelo com a rede de distribuição do sistema convencional de fornecimento. Isto permite ao cliente consumir a energia gerada pelo seu sistema próprio de energia renovável e da concessionária quando necessário. No entanto, algumas dificuldades têm se apresentado para a ampliação dos sistemas de geração distribuída. Uma delas está na falta de conhecimento sobre o desempenho do mesmo ao longo dos anos. Segundo Nascimento & Ruther (2014), os módulos fotovoltaicos (FV) apresentam garantias entre 20 e 30 anos e os principais fatores utiliza-

dos em uma simulação do desempenho de um gerador solar a longo prazo são: degradação do módulo FV, indisponibilidade do gerador, inversor e sua vida útil, temperatura de operação, manutenção dos módulos evitando o acúmulo de sujeira e o posicionamento que garanta a máxima distribuição dos raios solares.

Segundo Roberto Schaeffer, professor do Programa de Planejamento estratégico da Coppe e coordenador de um dos capítulos sobre energias renováveis do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), o Brasil surge como uma mostra de um futuro não muito distante, devido à sua matriz baseada na hidroeletricidade, à crescente participação da energia eólica e aos poucos da energia solar e à possibilidade de uso do etanol como combustível, entre outras avaliações.

Este artigo tem por objetivo realizar estudo sobre o comportamento elétrico do sistema isolado da ilha de Fernando de Noronha antes e depois da conexão das usinas fotovoltaicas, incluindo análise do consumo de óleo diesel da usina termelétrica.

Área de enorme preservação ambiental, a ilha de Fernando de Noronha se torna um ponto excelente para a instalação de plantas de energias renováveis, as quais, segundo o Relatório Especial sobre Fontes Renováveis de Energia e Mitigação Climática divulgado pelo painel da ONU, IPCC, chegarão a suprir 80% da energia do planeta em 2050.

## 2 Sistema de Abastecimento de Energia Elétrica em Fernando de Noronha

O Arquipélago de Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco, ocupa uma área total de 26km<sup>2</sup>, sendo 17km<sup>2</sup> na principal ilha, chamada de Fernando de Noronha também, distante 545km da costa pernambucana e com uma população estimada de 2930 habitantes segundo dados do censo IBGE. A rede elétrica da Ilha de Fernando de Noronha é eletricamente isolada do continente e conseqüentemente de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN). Sua alimentação é realizada por uma usina termelétrica a diesel alimentando a SE Fernando de Noronha (FEN) e distribuindo energia aos consumidores por três alimentadores de distribuição em 13,8kV, sendo o alimentador 01F1 de 5,18km, o 01F2 de 4,809km e o 01F3 de 4,227km, dispostos conforme mostrado na Figura 1.

A geração de energia elétrica no Arquipélago é realizada pela usina termelétrica, chamada de Usina Tubarão, tem capacidade de geração instalada de 4,372MW + 1,12MW, com um total de 5 geradores (4 em operação e um em reserva fria), e consome anualmente 4,15mi de

litros de óleo. A geração de energia pela Usina Tubarão é realizada em 380V e por meio de transformadores elevadores, convertida para 13,8kV, padrão da rede de distribuição no estado de Pernambuco.

A energia gerada na Ilha de Fernando de Noronha nos anos de 2013 e 2014 ultrapassou 16GWh, totalizando um consumo de óleo diesel superior a 4,5 milhões de litros. Esse fornecimento de energia é realizado por 4 geradores em sistema de rodízio a cada 8 horas e um quinto gerador permanece em esquema de reserva fria.

Visando promover a eficiência energética, duas plantas de energia solar foram instaladas na Ilha. A Usina Solar Noronha I, com capacidade de geração de 402,78kWp, e a Usina Solar Noronha II, com capacidade de 550,8kWp, que estão conectadas ao sistema isolado e juntas produzem aproximadamente 10% de toda a energia gerada na Ilha.

A carga máxima mensal na Ilha não ultrapassa 2,7MW, sendo o mês de Dezembro o responsável pelo maior carregamento do ano. O alimentador 01F1 apresenta o maior carregamento, cerca de 1,5MW.

Técnica e financeira em um prazo não muito longo. No lado financeiro, os ganhos ainda poderão ser maiores com uma maior oferta no número de fornecedores de equipa-

mentos e com o domínio da tecnologia, enquanto os ganhos para o meio ambiente são incontestáveis (LOPES et al., 2014).

O custo com operação e manutenção destas usinas é cerca de R\$216.000,00 (duzentos e dezesseis mil reais)/ano, equivalente a 2% do investimento. Avaliando a viabilidade econômica do projeto, as usinas fotovoltaicas de Fernando de Noronha apresentam um retorno financeiro no seu sétimo ano de operação, mostrando a sua viabilidade.

## 2.1 Usina Solar Noronha I

No ano de 2011, a CELPE iniciou um projeto piloto através do seu Programa de Eficiência Energética para instalação de uma usina solar em Fernando de Noronha. Em Junho/2014 entrou em operação a Usina Solar Noronha I, com capacidade de geração de 402,78kWp, o equivalente a 4,2% de toda a energia consumida na Ilha. A área total ocupada é 4467m<sup>2</sup> e sua capacidade instalada a enquadra na resolução 414/2010 da ANEEL como uma minigeradora.

A Usina Solar Noronha I está conectada ao alimentador 01F1 da subestação Fernando de Noronha (FEN) e apresenta 1644 painéis de silício policristalino em sua conexão, ocupando uma área de 5000m<sup>2</sup>.



Figura 1 : Disposição Alimentadores SE Fernando de Noronha

Desde sua entrada em operação, Noronha I foi responsável por gerar mais de 637MW. Conforme mostra o gráfico abaixo, sua geração máxima desde a sua instalação, em Junho de 2014, até o final do ano de 2015, foi de 312,08kWh no mês de agosto de 2014. No ano de 2015, o mês de Janeiro apresentou a maior geração de energia da Usina Fotovoltaica.

## 2.2 Usina Solar Noronha II

Em Junho/2015 entrou em operação a segunda usina solar da Ilha de Fernando de Noronha. Com 1836 módulos de silício policristalino de 300Wp, 18 inversores fotovoltaicos e sistema supervisorio, é capaz de gerar até 5,4% da energia de toda a Ilha.

A Usina Solar Noronha II foi construída através do Programa de Eficiência Energética da CELPE em parceria com o governo de estado de Pernambuco e cooperação com uma empresa privada alemã.

A Usina Solar Noronha II está conectada ao alimentador 01F3 da subestação de Fernando de Noronha e ocupa uma área de cerca de 8000m<sup>2</sup>. Em pouco mais de 6 meses, a planta fotovoltaica foi capaz de gerar 241MW, contribuindo para a economia na queima de óleo diesel pela Usina Tubarão. O mês de Novembro/2015 foi o de maior geração horária com pico de 390kWh.

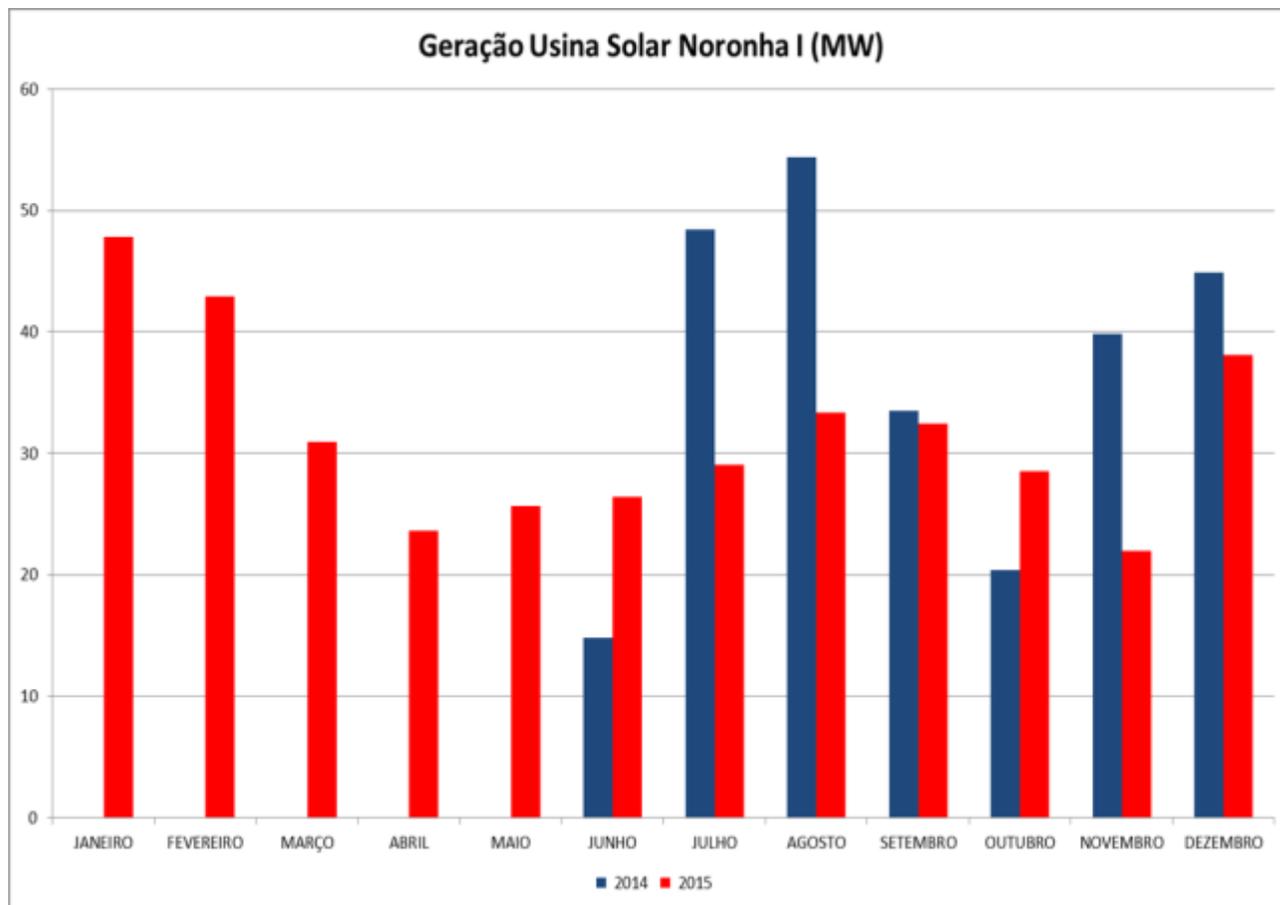


Figure 2: Potência gerada pela Usina Solar Noronha I

## 3 Estudo de Fluxo de Carga

Este ponto busca mostrar a influência das usinas solares no sistema de distribuição em 13,8kV na Ilha de Fernando de Noronha. A Usina Solar Noronha I está conectada ao alimentador 01F1/FEN enquanto a Usina Solar Noronha II está conectada ao 01F3/FEN.

### 3.1 Rede Elétrica de Distribuição

A Ilha de Fernando de Noronha apresenta uma rede elétrica com um nível de tensão máximo de 13,8kV. Da subestação Fernando de Noronha, três alimentadores distribuem a energia elétrica gerada pela Usina Tubarão e pelas usinas fotovoltaicas, sendo cada circuito monitorado por três diferentes religadores que protegem a rede de eventuais curto circuitos. Distribuídos ao longo dos três

alimentadores, os 907 consumidores são diretamente atendidos em média ou baixa tensão, de forma trifásica ou monofásica. A extensão da rede chega a mais de 14km, quando somamos os três circuitos, e neles estão os transformadores que conectam os clientes diretamente, os dispositivos de seccionamento de rede como chaves fusível e seccionalizadores.

### 3.2 Modelagem Computacional

O estudo de fluxo de carga na rede de Fernando de Noronha está baseado na modelagem da rede elétrica do sistema de distribuição da rede CELPE. O software utilizado foi o Interplan, resultado de um P&D desenvolvido da CELPE, que baseia sua modelagem na demanda por patamares de carga da distribuidora, nos níveis de carregamento do circuito e nos circuitos e equipamentos da rede elétrica.

Para distribuição da demanda de carga ao longo do alimentador, são utilizados os dados de faturamento de energia mensal e as diversas curvas típicas de carga de acordo com o perfil de consumo das classes de consumidores, podendo ser eles industriais, comerciais, rural e residencial. A modelagem da carga passa pela quantidade de consumidores conectados em cada transformador da rede de distribuição, o consumo médio de cada indivíduo e se os mesmos estão conectados em redes monofásicas ou trifásicas. Complementando a modelagem para o cálculo do fluxo de potência, são determinados os níveis de carregamento e perdas de todos os elementos conectados à rede elétrica (transformadores, chaves, bancos de capacitores, condutores, etc.). Também faz parte da concepção deste estudo, a curva de carga diária e os níveis de tensão nas barras da rede. Um fluxo de potência específico para redes radiais é realizado considerando modelos de carga com corrente, potência e impedância constante.

As potências ativas e reativas das cargas são obtidas a partir da estratificação das curvas de carga por tipos de consumidores e respectivos níveis de consumo.

### 3.3 Modelagem do Cálculo de Fluxo de Carga

O software Interplan apresenta 3 procedimentos básicos para modelagem do sistema e resolução do problema de fluxo de potência. São eles: dados do barramento da subestação, informações de topologia e do circuito primário (condutores, configuração da rede, etc) e os dados de carga de acordo com cada consumidor, seus tipos de ligação e informações médias de consumo. Com estes três pilares é possível aplicar um método de estudo de fluxo de potência para determinar os parâmetros elétricos de carregamento e a queda de tensão em todos os trechos da rede.

Como em toda análise de fluxo de carga, as barras de

potência são previamente definidas.

- Barra de Referência (V0) - necessita ser única, e aqui está definida pela subestação Fernando de Noronha. Sua tensão será estabilizada para as outras definições ao longo do circuito e seu ângulo de fase igualado a zero.

- Barras de carga (PQ) - serão os consumidores conectados na rede através dos transformadores na rede de distribuição. Cada transformador apresenta uma carga fixa de acordo com a modelagem previamente explicada, e a sua tensão irá variar de acordo com as perdas da rede elétrica.

- Barra de Tensão Controlada (PV) - ponto importante nesta simulação por conta do tratamento para com as Usinas Fotovoltaicas. Por serem fontes de geração e precisarem de estabilidade para sua operação, ambas as usinas serão consideradas como barra de tensão controladas.

#### 3.3.1 Método Backward/Forward Sweep

O estudo foi realizado com base no método Backward/Forward Sweep, que se baseia na técnica de Newton-Raphson. Este método tem a sua importância por considerar uma matriz Jacobiana alterada por conta das redes de distribuição radiais conectadas ao sistema elétrico. Sua base de cálculos é dividida em duas partes: Backward, que realiza os cálculos dos fluxos de potência com as atualizações das tensões, e Forward, que calcula as quedas de tensão com o decorrer das variações das correntes elétricas.

O ponto de partida para convergência do algoritmo é a determinação dos valores de tensão nas barras das subestações e segue para a primeira parte do processo, o Backward. Nele, é realizado o cálculo da soma das correntes a partir da última barra conectada ao circuito até a barra da subestação. Em seguida, um processo no sentido contrário é feito, o Forward. Com as correntes de cada ramal calculada na primeira parte, os novos valores de tensão são calculados em todas as barras de carga a partir da subestação. Assim, tem-se os valores da queda de tensão a cada trecho da rede. Todo este processo é realizado até que o sistema atinja a sua convergência.

#### 3.4 Fluxo de Potência no Alimentador 01F3/FEN

O estudo de fluxo de carga para o alimentador 01F3/FEN, que possui conectado no seu circuito a Usina Solar Noronha II, foi baseado nos critérios definidos acima. Com carga de aproximadamente 1,25MW, o equivalente a 55A, que foi a corrente máxima registrada no período estudado, corrige-se a demanda de carga inicial no circuito e por consequência, ao longo de todo o alimentador. A primeira simulação foi realizada sem a presença da geração fotovoltaica (ver Figura 3) e apresentam

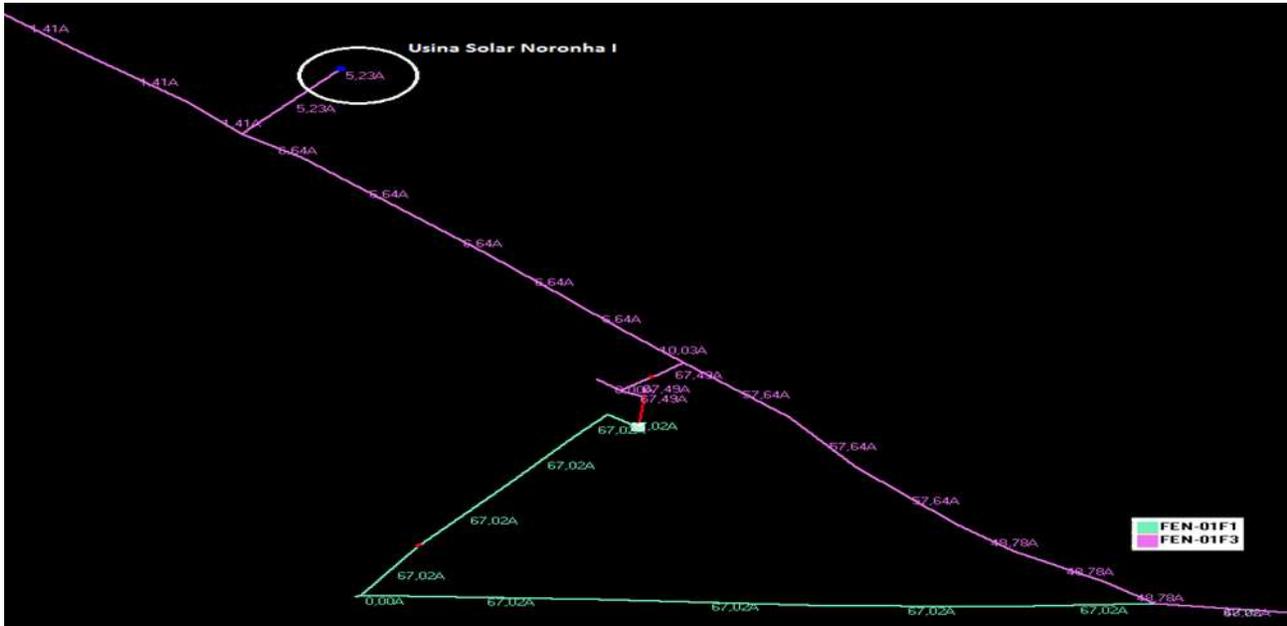


Figure 3: Carregamento dos Alimentadores da SE Fernando de Noronha sem Geração Solar

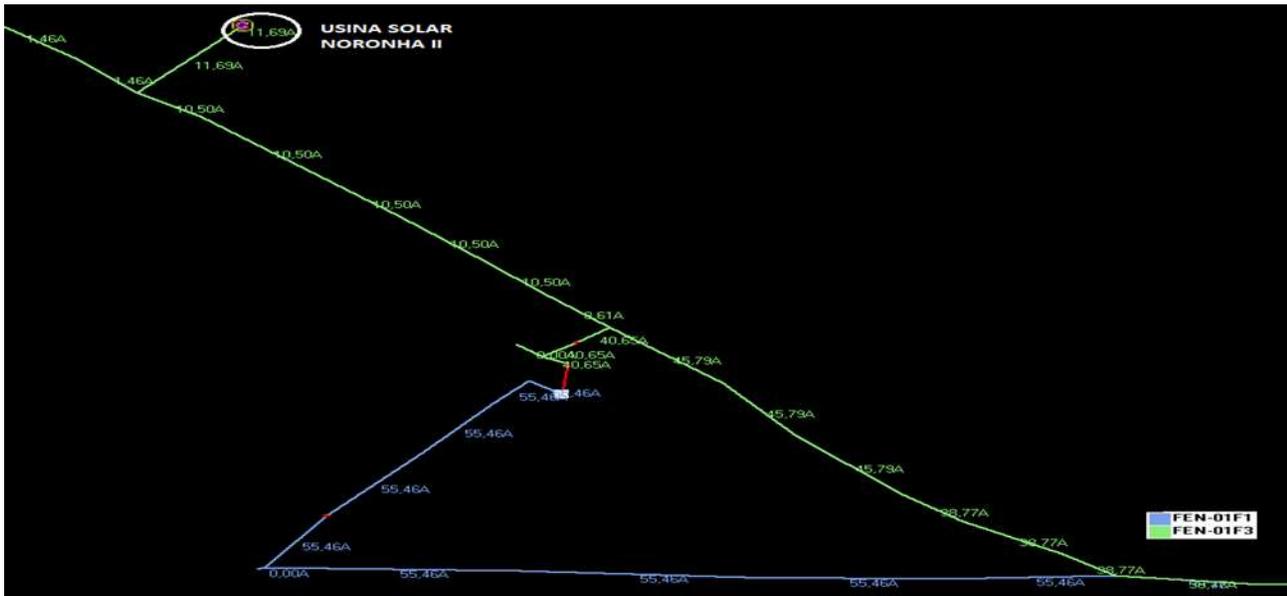


Figure 4: Carregamento dos Alimentadores da SE Fernando de Noronha com Geração Solar

resultados de carregamento nos condutores de saída do alimentador de cerca de 50% da capacidade do circuito. Em seguida, processa-se o fluxo de carga com a presença da Usina Solar Noronha II, com a configuração do alimentador idêntica à simulação anterior, e com a geração máxima de 390kW, conforme registrada. Com esta geração, o carregamento total do alimentador é reduzido em 27% de sua capacidade de condução instalada (ver Figura 4). Isso significa uma diminuição no estresse a que os cabos são submetidos, em temperaturas elevadas.

### 3.5 Fluxo de Potência no Alimentador 01F1/FEN

O estudo de fluxo de potência do alimentador 01F1/FEN apresenta as mesmas bases do anterior, com um carregamento máximo de 67A entre os anos de 2014 e 2015, aproximadamente 1,5MW. Este registro máximo ocorreu em período diurno e foi utilizado como base no estudo, por ser em horário viável para geração através de fonte solar. Primeiramente, a simulação foi realizada sem

a presença da geração fotovoltaica. Após a simulação com a geração de 312kW da Usina Solar Noronha I, a máxima geração medida no período experimental foi realizada, e o carregamento líquido do alimentador foi reduzido para 55,4A, contra 67A medidos inicialmente. Desta forma, a usina fotovoltaica foi capaz de suprir 19,4% da carga de todo o alimentador a plena carga.

### 3.6 Nível de Tensão

Por se tratarem de circuitos pequenos e possuírem um pequeno carregamento, o nível de tensão ao longos de ambos os alimentadores não apresenta variações significativas.

Para o alimentador 01F3/FEN, onde está conectada a Usina Solar Noronha II muito próxima a subestação, o nível de tensão não apresenta uma variação significativa, permanecendo no mesmo patamar que no momento em que não temos nenhuma geração pela usina fotovoltaica.

No alimentador 01F1/FEN, que apresenta a Usina Solar Noronha I conectada um pouco mais afastada da Usina Tubarão, o nível de tensão apresenta uma melhoria de aproximadamente 60V no ponto de conexão da usina de fonte renovável. Este impacto também não é significativo para uma melhoria no perfil de tensão da rede elétrica, caso houvesse necessidade.

## 4 Consumo de Óleo Diesel

A Usina Tubarão tem sua energia elétrica gerada através da queima de um combustível fóssil, o óleo diesel. Por se tratar de um sistema isolado, a usina termelétrica de Fernando de Noronha precisa atender a resolução nº 427 de 2011, que estabelece limites de consumo específico de combustíveis.

A resolução direciona os limites para as usinas beneficiárias da Conta de Consumo de Combustíveis e isso significa que para fins de reembolso do custo total de geração, apenas o valor gasto com combustível fóssil considerando o “preço de referência” será considerado pela ELETROBRAS.

Para as usinas que utilizam o óleo diesel como matéria prima é considerado o valor de compra pelos postos de combustíveis. Com essas restrições e a preocupação ambiental da Ilha de Fernando de Noronha, a Usina Tubarão já operava no limite de suas condições de otimização do sistema.

Mesmo assim, o combustível utilizado no processo de geração de energia é lançado na atmosfera causando a degradação do meio ambiente. No ano de 2013, o consumo de óleo diesel para geração de energia elétrica superou a marca de 4,5 milhões de litros, conforme a Tabela 1. A situação se repetiu em 2014, ano em que foi conec-

tada a primeira usina solar em Fernando de Noronha. Com a entrada da segunda usina solar no ano seguinte, passou-se a verificar as melhorias no sistema isolado que impactaram diretamente no meio ambiente.

Consumo (mil litros)	2013	2014	2015	Varição
JAN	403,28	425,32	405,74	
FEV	345,41	383,10	370,36	
MAR	391,48	423,91	370,44	
ABR	388,35	393,26	370,44	
MAI	374,16	396,16	381,78	
JUN	347,67	379,74	349,39	
JUL	358,98	377,02	354,30	
AGO	369,04	341,31	342,15	
SET	362,53	343,97	353,48	
OUT	395,14	354,48	382,89	
NOV	399,99	359,53	358,73	
DEZ	418,68	392,17	323,45	
TOTAL	4554,71	4569,96	4363,16	

Tabela 1 – Consumo de óleo diesel na Usina Tubarão

Quando comparou-se o ano de 2015 com o de 2013, último ciclo completo sem a presença de outro tipo de geração que não a térmica, obteve-se uma redução de 191 mil litros de óleo e, comparando-se com o ano de 2014, quando se tinha apenas uma usina em operação, e a carga solicitada na Ilha era maior e comparável com 2015, a redução chegou a 206 mil litros.

O impacto mais significativo pode ser sentido no mês de dezembro. Historicamente, este é o mês de maior carregamento na Ilha, por conta dos feriados de Natal e Ano Novo, que atraem uma quantidade ainda maior de turistas. Entre os anos de 2013 e 2015, uma redução de mais de 95 mil litros de óleo diesel foi registrada, sendo que entre 2014 e 2015 a redução foi de 18%.

## 5 Conclusões

Com o presente trabalho, conclui-se que a instalação das usinas fotovoltaicas resultou em uma economia de óleo diesel na Ilha de Fernando de Noronha e melhoria na distribuição de fluxo de carga da rede de distribuição.

A não queima de todo o combustível economizado com esta nova configuração de geração, propicia que toneladas de gases não sejam expelidos para a natureza, ocasionando a sua degradação.

Além das melhorias proporcionadas ao meio ambiente, a geração fotovoltaica permite ao sistema de distribuição uma melhoria na sua configuração, não carregando demais os condutores de saída por conta da distribuição no seu sistema de geração.

## Referências

- [1] LOPES, J. A.; SOARES JR, I. L.; FILHO, J. B. M. Análise de viabilidade econômica da implantação de geração distribuída, utilizando energia solar fotovoltaica na ilha de Fernando de Noronha. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014, Recife.
- [2] MENDES, A. L. C.; TOLEDO, M. O.; FILHO, D. O. DINIZ, A. S. A. C. SOUZA, M. E. M. Critérios de pré-seleção para a localização da inserção de geração distribuída solar fotovoltaica com armazenamento de energia no sistema de distribuição de energia elétrica. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014, Recife.
- [3] NASCIMENTO, L. R.; RUTHER, R.; A avaliação a longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014, Recife. Disponível em: Acesso em: Out. 2014.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2013. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Acessado em Novembro, 2015. <http://aneel.gov.br>.
- [5] IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Diretoria de Pesquisas, Coordenação de População e Indicadores Sociais. *Censo demográfico*, 2010.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2012. Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012.