

Impactos de Geração Distribuída e Armazenagem de Energia na Rede de um Campus Universitário

Lucas Saraiva Teixeira * Sidelmo Magalhães Silva **
Hélio Marcos André Antunes ***

* *Laboratório Tesla, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG (e-mail: lucas.sarvtex@gmail.com).*

** *Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, (e-mail: sidelmo@ufmg.br)*

*** *Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, ES (email: helio.antunes@ufes.br)*

Abstract: This paper analyses the effects of Distributed Generation and Energy Storage on the distribution grid of a university campus, in particular the effects on power flow and voltage profile as a function of distance. The original grid is formed by three distinct distribution feeders and contains 50 distinct loads. The plan is to introduce distributed generation with 500kWp of photovoltaic generation and 455kW from natural gas micro-turbines, as well as an energy storage system with nominal capacity of 1000kW/3000kWh. The program used to model and simulate this grid was OpenDSS, using data made available by the local utilities company and the university itself.

Resumo: Neste trabalho são estudados os efeitos de um sistema de Geração Distribuída e Armazenagem de Energia sobre a rede de distribuição de um campus universitário, em particular fluxo de potência e perfil de tensão em função de distância. A rede original é formada de três alimentadores de distribuição diferentes e contém pelo menos 50 prédios com cargas distintas. O plano será introduzir a essa rede geração distribuída na forma de 500kWp de usinas fotovoltaicas e 455kW de microturbinas à gás, além de bancos de baterias para armazenagem com capacidade nominal de 1000kW/3000kWh. O programa usado para modelagem e simulação das redes foi o OpenDSS, com dados disponibilizados pela própria concessionária de energia e a universidade.

Keywords: Microgrids; OpenDSS; Distributed Generation; Energy Storage Systems; Distribution Grid

Palavras-chaves: Microrredes; OpenDSS; Geração Distribuída; Armazenamento de Energia; Distribuição de Energia

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho busca estudar, por meio de simulação, os efeitos de geração distribuída (GD) e armazenagem de energia na rede de distribuição de um determinado campus universitário. A motivação para este projeto foi uma iniciativa da própria universidade para introduzir geração própria, com o objetivo reduzir gastos e criar oportunidades de pesquisa, por meio de laboratórios que serão capazes de monitorar a produção de energia e diversas outras características da rede. Na rede de distribuição serão adicionados 500kWp de usinas fotovoltaicas, 455kW micro turbinas à gás (sete unidades de 65kW cada) operando em cogeração qualificada (ANEEL, 2006).

A longo prazo, pretende-se transformar a rede de distribuição universitária em uma microrrede. De acordo com o Departamento de Energia Americano (DoE), microrredes são definidas como um conjunto de micro e mini fontes de geração distribuída, cargas interconectadas e sistemas

de armazenamento de energia contidos em uma região elétrica bem definida e controlada por uma unidade central (Ton and Smith, 2012). Recentemente, novas tecnologias de geração distribuída tem quebrado o paradigma de geração centralizada. Espera-se que a crescente implementação de modelos de microrrede controladas por elementos de *smartgrid* seja uma parte grande dessa transformação com benefícios significativos à consumidores e concessionárias (Antunes, 2018; Teixeira, 2021; Parhizi et al., 2015).

Para modelar e simular a rede de distribuição, optou-se por usar o OpenDSS, um programa de simulação *open-source* criado especialmente para representar redes de distribuição e microrredes. O OpenDSS é desenvolvido pelo EPRI (*Electrical Power Research Institute*), uma empresa de Pesquisa & Desenvolvimento Norte-Americana focada na área de Energia (Dugan and McDermott, 2011).

Para modelagem, informações a respeito das linhas e cargas dessa rede foram fornecidas pela concessionária de energia local. Para os elementos de geração e armazenamento que vão ser instalados, considera-se estimativas

* Os autores agradecem à UFMG e à FUNDEP pelo apoio financeiro.

fornechos por outros grupos de estudo da universidade. Ver Filho et al. (2021).

Tendo criado um modelo de rede adequado, esse será usado em uma diversidade de simulações. Serão consideradas seis configurações de rede distintas, todas baseadas no modelo de circuito original. Nesse artigo comparamos o fluxo de potência, o perfil de tensão e o desempenho de sistema de armazenagem desses modelos.

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

2.1 Características Gerais

A microrrede do campus está conectada à três alimentadores de distribuição distintos ilustrados na Figura 1: BHMR27, BHAD21 e BHMR11. Cada um desses alimentadores fornece energia para uma seção independente do circuito. Existem pontos de conexão entre os três sub-circuitos da minirrede, mas estes se encontram usualmente abertos durante a operação normal. Entre as três sub-redes, a maior é BHMR27, tanto em termos de número de cargas, consumo de energia total e número de linhas. Conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros dos três circuitos alimentadores.

REDE	Nº de Linhas	Nº de Cargas	Potência CC Monofásico / Trifásico (MW)
BHMR27	277	34	66,1/183,9
BHMR11	100	7	32,6/106,5
BHAD21	105	9	30,0/114,8

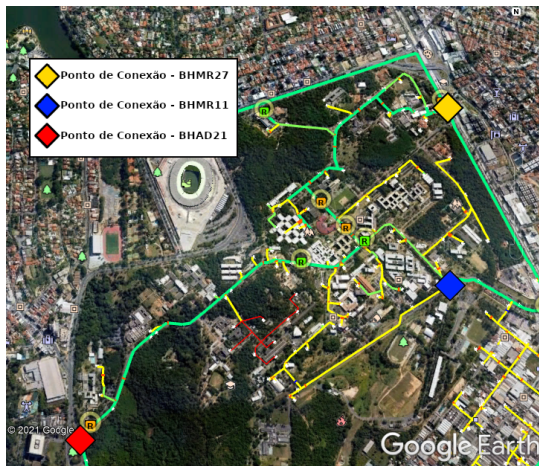


Figura 1. Mapa da minirrede no Google Earth.

A rede em si é composta de linhas de distribuição aéreas de média tensão (MT) de 13,8kV. A partir do mapa da Figura 1 e outros documentos detalhando as propriedades das linhas disponibilizados pela concessionária de energia local, foi possível construir um modelo fiel da rede de distribuição no OpenDSS, ilustrado na Figura 2.

O projeto identificou 50 prédios dentro do espaço sendo estudado para modelagem de cargas. Essas 50 cargas estão distribuídas entres os alimentadores. Usando dados de consumo total mensal e a demanda de hora em hora dos principais prédios em 2019, estimou-se o comportamento médio dos prédios.

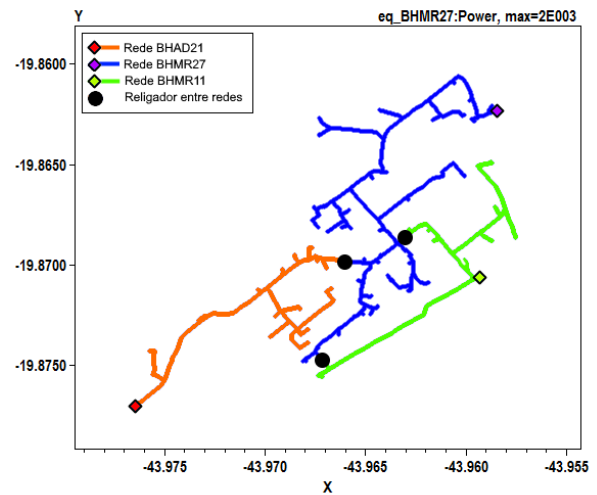


Figura 2. Mapa da minirrede modelada no OpenDSS.

3. MODELAGEM DOS PRINCIPAIS ELEMENTOS

3.1 Cargas

Para modelar as cargas dentro do contexto de simulação diário, são utilizadas curvas de perfil de carga (*Loadshape*) que descrevem a variação de demanda energética ao longo do dia. Essas curvas de cargas são dadas em p.u. e a potência de referência é um valor que varia dependendo do mês.

No campus, foram identificados 50 prédios de interesse para modelagem. Para cada um desses, tinham-se dados de pico de demanda e consumo total mensal para todos os meses de 2019. Foram obtidos dados de demanda e consumo de hora à hora mais detalhados da concessionária de energia para algumas das cargas no campus. As cargas escolhidas são algumas das principais cargas do campus em termos de consumo total - representadas em negrito na Tabela 2. A partir dos valores de demanda de hora à hora dessas cargas, criou-se um par de curvas de demanda para cada uma delas: uma curva representando a demanda típica de um dia útil (Figura 3) e a outra representando demanda típica em um dia não-útil (Figura 4), feriados e fins de semana.

Tabela 2. Principais cargas do campus.

Unidade	Consumo Total (KWh)	Porcentagem do Consumo Total (%)
ICEX - Departamento de Física	3713500	13,04
Escola de Engenharia	2022300	7,10
ICB - Bloco K	1992900	7,00
ICB - Bloco C	1876700	6,59
ICB - Bloco E	1805300	6,34
ICEX - Departamento de Química	1361430	4,78
Escola de Veterinária	1043490	3,67
Reitoria	964880	3,39
ICEX - Departamento de Ciência da Computação	912100	3,20

Para as demais cargas, não se tinha acesso a dados suficientes para criar um par de curvas de demanda. Logo atribuiu-se a esses outros prédios as curvas dos prédios principais de acordo com a razão entre consumo total dentro do horário de ponta e consumo total fora de ponta, tal que uma dada carga seja pareada com a curva do prédio que mais se aproxima do seu próprio valor.

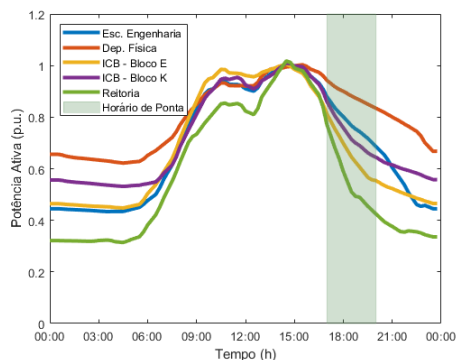


Figura 3. Curva típica de demanda para um dia útil para as principais cargas do campus.

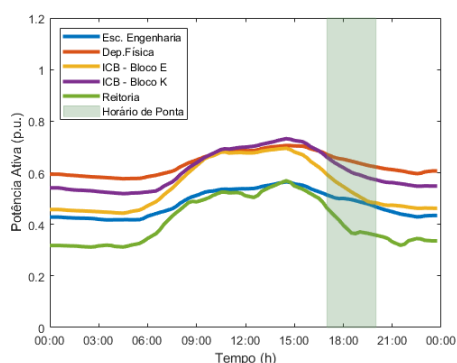


Figura 4. Curva típica de demanda para um dia não-útil para as principais cargas do campus.

Essas curvas de demandas, normalizadas e unitárias, vão ser usadas para representar o comportamento das cargas todo mês do ano, o que muda é o valor de potência nominal, pico, que é escolhido de acordo com dados mensais de consumo total.

3.2 Micro turbinas a gás

Uma das fontes de geração utilizadas para este projeto são as microturbinas à gás. No geral, o gás natural é uma fonte de energia menos poluente comparado a outras formas de geração por combustão e mais barato que energia elétrica.

Essas turbinas podem operar em co-geração qualificada tal que além de produzirem energia elétrica, a energia térmica gerada também é utilizada. Nesse caso, a água aquecida pelas turbinas pode inclusive ser usada para refrigeração de ambientes e substituir os sistemas de ar condicionado, se usado em conjunto com um “Chiller” de absorção (Filho et al., 2021).

Planeja-se instalar cinco turbinas dentro do campus. Cada uma dessas turbinas tem capacidade de 65kW, mas estima-se que na prática a produção média seja mais em torno de 58,3kW. No total, todas as turbinas irão produzir cerca de 290kW de potência elétrica e 220kW em potência térmica útil, conforme apresentado na Tabela 3

Tabela 3. Micro turbinas do campus.

LOCALIZAÇÕES	Nº DE TURBINAS	POTÊNCIA ELÉTRICA INSTALADA (kW)	POTÊNCIA ELÉTRICA MÉDIA (kW)	POTÊNCIA TÉRMICA MÉDIA (kW)	POTÊNCIA TOTAL MÉDIA (kW)
Escola de Engenharia	2	130	116,6	124	240,6
Pump Setorial II	1	65	58,3	62	120,3
Centro de Microscopia	1	65	58,3	62	120,3
Instituto de Ciências Exatas	1	65	58,3	62	120,3
TOTAL (Soma)	5	325	291,5	310	601,5

3.3 Usinas Fotovoltaicas

A potência instalada de Geração Fotovoltaica será de 500kW_p, dividida em três prédios distintos. Um estudo interno da universidade identificou vários prédios com potencial de geração fotovoltaica. Após visitas técnicas aos locais de maior potencial, foram escolhidos três prédios que apresentavam as melhores condições para a instalação das Usinas Fotovoltaicas. Os dados apresentados na Tabela 4 são as estimativas de geração de acordo com a área disponível, calculado usando o *software* PVWatts.

Tabela 4. Dados das usinas fotovoltaicas

PRÉDIOS	ÁREA ESTIMADA (m ²)	POTÊNCIA PROPOSTA (kW _p)
CAD 1	856	128,4
CAD 2	1.552	232,8
CAD 3	925	138,8
TOTAL	3.333	500

O OpenDSS representa uma usina fotovoltaica por meio de uma fonte de corrente onde a potência produzida pelo painel e a potência injetada pelo inversor são dadas pelas equações (1) e (2) respectivamente.

$$P_{\text{painel}} = F_{\text{temp}}(T) \times P_{\text{base}} \times \frac{Irrad}{1kW/m^2} \quad (1)$$

$$P_{\text{inversor}} = F_{\text{ef}}(P_{\text{painel}}) \times P_{\text{painel}} \quad (2)$$

Em (1) tem-se a potência total produzida pelos módulos fotovoltaicos, onde F_{temp} representa o fator temperatura e seu comportamento é descrito pela curva da Figura 5. A $Irrad$ representa a irradiância (em W/m^2) em um dado instante e P_{base} a potência gerada em condições ideais (irradiância de $1kW/m^2$ e temperatura de $25^{\circ}C$). Já a equação (2) descreve a potência de saída do inversor, o que de fato é injetado na rede elétrica, em função da potência de entrada por meio do fator eficiência do inversor F_{ef} que em si é uma variável que se relaciona à potência de entrada por meio da curva da Figura 6.

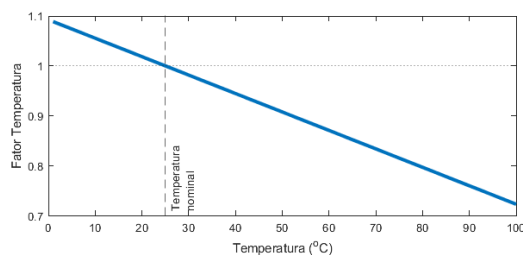


Figura 5. Fator de temperatura dos módulos fotovoltaicos.

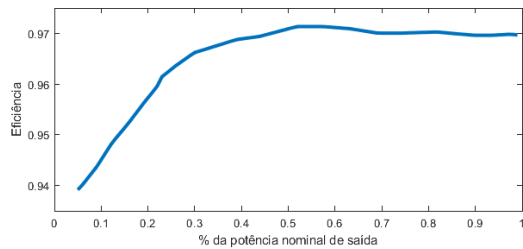


Figura 6. Eficiência do Inversor Fotovoltaico.

Uma vez que a produção fotovoltaica depende de condições climáticas que variam ao longo do dia, é necessário incluir uma curva de temperatura e irradiância para cada mês, para que seja possível fazer simulação diária de produção fotovoltaica.

Os dados de temperatura e irradiância foram obtidos da estação meteorologia da Pampulha em Belo Horizonte (código 835830) por meio do programa *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA) e das próprias medições feitas pelo Laboratório da Universidade. As informações foram segregadas de acordo com o mês, para se produzir uma curva de temperatura e irradiância do dia típica a partir dos valores médios de hora em hora.

Os gráficos na Figura 7 representam a irradiância e temperatura típicas de quatro dos meses do ano.

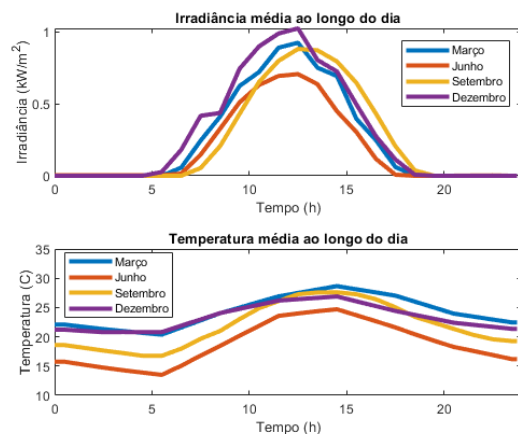


Figura 7. Irradiância e Temperaturas típica para os meses de Março, Junho, Setembro e Dezembro.

3.4 Banco de Baterias

Também será instalado um sistema de armazenagem de energia de 1000kW/3000kWh. O objetivo desse sistema é reduzir o consumo durante o horário de ponta, período entre às 17h e 20h, quando a energia é mais cara. Sendo assim, essa bateria carrega durante os horários fora de ponta e descarrega usando sua potência máxima, 1000kW, durante o horário de ponta.

Durante os horários fora de ponta, o sistema de armazenagem carrega seguindo a curva de produção das usinas fotovoltaicas e de duas das turbinas à gás. Na prática a rede terá elementos de *SmartGrid* tal que elementos de armazenagem e elementos de geração poderão se comunicar e o controle do banco de baterias será automatizado de

modo que a potência absorvida sempre será menor ou igual ao que está sendo produzido pelas usinas fotovoltaicas. Para essa simulação, o comportamento das baterias será controlado com uma curva de produção pré-determinada, ilustrado na Figura 8.

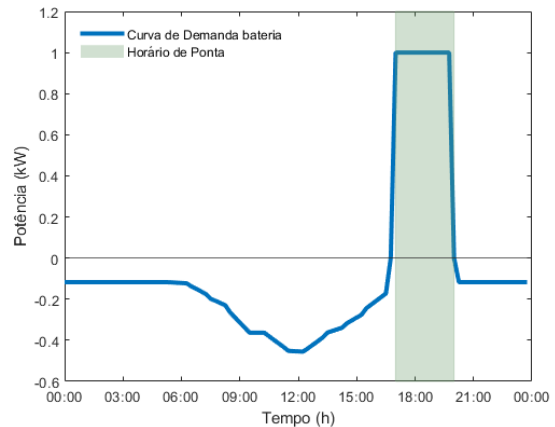


Figura 8. Ciclo de carga para o banco de bateria

Atualmente, duas localizações distintas estão sob consideração para instalação do sistema de baterias: a Escola de Engenharia, junto a porção da rede conectada ao alimentador BHMR11; e a Reitoria, conectada à rede BHMR27. Ambas as configurações serão consideradas nas simulações.

4. RESULTADOS

Dado a rede descrita na seção anterior, foram criados vários modelos de rede em configurações diferentes. Testaram-se esses modelos em condições de um dia útil típico de Março - o mês com maior consumo energético nessa rede. As configurações de rede consideradas são:

- **Sem Armazenagem e Geração (sAG):** Rede não apresenta sistemas de armazenagem ou geração própria, consiste somente dos sistemas de linhas aéreas e cargas.
- **Sem Armazenagem (sA):** Rede não apresenta sistemas de armazenagem, consiste dos sistemas de linhas aéreas, cargas, usinas fotovoltaicas e micro-turbinas à gás.
- **Circuito Completo - EscEng (CCEE):** Rede contém todos os elementos essenciais descritos na Seção 3. O banco de baterias está localizado junto à Escola de Engenharia, no segmento da rede conectada ao alimentador BHMR11, como ilustrado na Figura 9.
- **Circuito Completo - Reitoria (CCR):** Rede contém todos os elementos essenciais descritos na Seção 3. O banco de baterias está localizado junto à Reitoria, no segmento da rede conectada ao alimentador BHMR27, como ilustrado na Figura 9.
- **Sem BHMR11 - EscEng (sMREE):** Circuito completo, exceto a porção da rede normalmente alimentada pelo alimentador BHMR11 passa a estar conectada ao alimentador BHMR27. O sistema de armazenagem está localizado junto à Escola de Engenharia, como apresentado na Figura 9.
- **Sem BHMR11 - Reitoria (sMRR):** Circuito completo, exceto a porção da rede normalmente alimentada pelo

alimentador BHMR11 passa a estar conectada ao alimentador BHMR27. O sistema de armazenagem está localizado junto à Reitoria, como apresentado na Figura 9

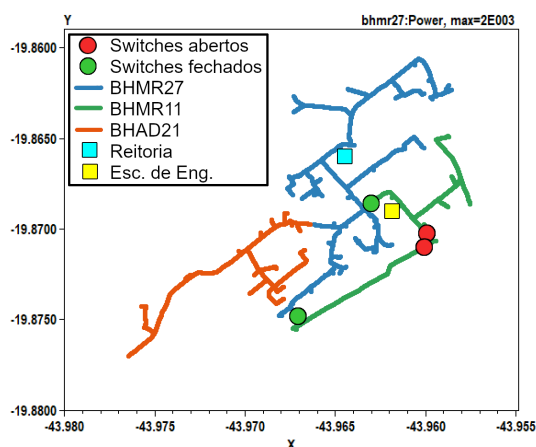


Figura 9. Mapa da rede demonstrando as manobras necessárias para criar as configurações “Sem BHMR11” (sMREE e sMRR).

4.1 Fluxo de Potência

O fluxo de potência é medido no ponto de conexão com cada um dos três alimentadores: BHMR27, BHMR11 e BHAD21. Subtraem-se dos valores de fluxo originais medidos pela simulação as perdas de distribuição, tal que o valor usado mais fielmente reflita a demanda dos diversos prédios do campus.

Na Figura 10 é apresentado o fluxo de potência da rede nos casos de “Circuito completo” (CCEE e CCR). Em ambas as configurações, a rede contém tanto os sistemas de geração própria (Usinas fotovoltaicas e Micro turbinas a gás) e o sistema de armazenagem. A diferença é a localização do sistema de armazenagem, ou a Escola de Engenharia (localizado na porção da rede alimentada pelo BHMR11) ou na Reitoria (BHMR27) como apresentado na Figura 9.

Na Figura 11 é ilustrado o fluxo de potência em dois casos: ‘Sem Armazenagem’ e ‘Sem Armazenagem e Geração’. Ambos esses modelos de rede se baseiam no ‘Circuito Completo’ mas com certos elementos ausentes da simulação.

Na Figura 12 é apresentado o fluxo de potência da rede nos caso em que as linhas que conectam a rede ao alimentador BHMR11 são abertas e os relógios que normalmente ficam em aberto entre BHMR27 e BHMR11 são fechados. O alimentador BHMR11 é o menor dos alimentadores em termos de potência fornecida ao sistema. Para essa simulação, o sistema de armazenagem se encontra junto à Reitoria. Não foi necessário incluir a variação dessa configuração que inclui a armazenagem junto à Escola de Engenharia uma vez que ambas as curvas de fluxo de potência são muito similares entre si.

A Tabela 5 apresenta o consumo total (em kWh) de cada uma dessas três configurações principais.

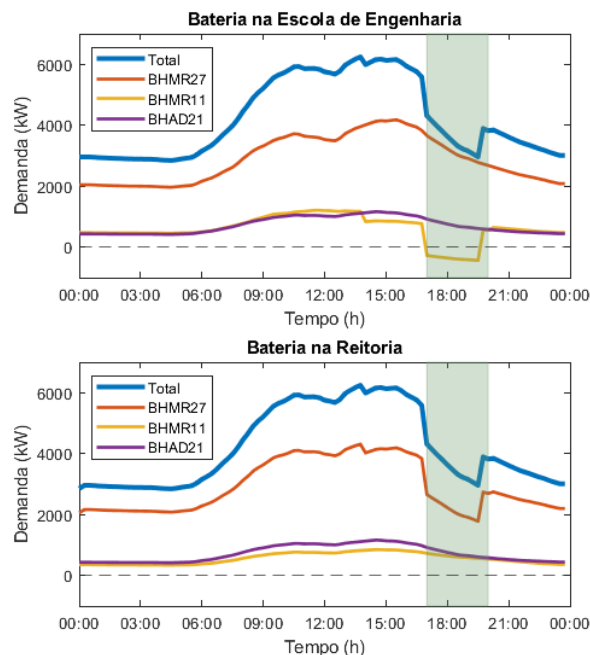


Figura 10. Fluxo de Potência nas configurações “Circuito Completo” em função da localização da Bateria.

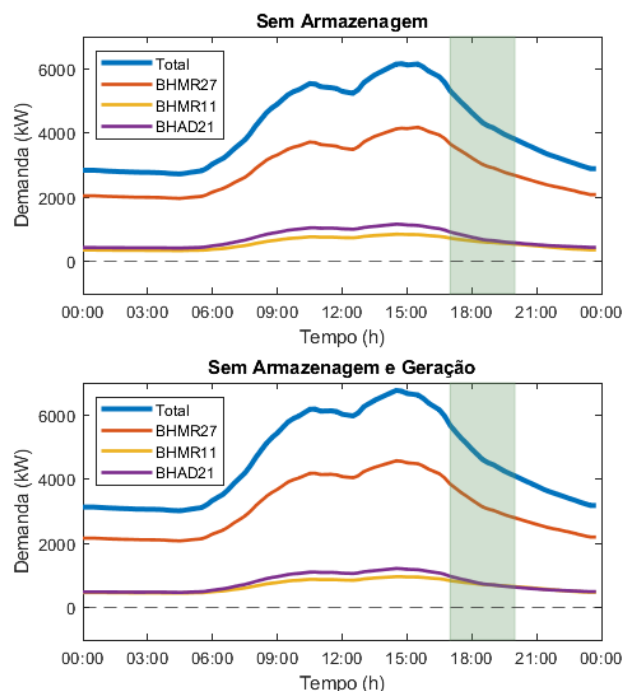


Figura 11. Fluxo de Potência nas configurações “Sem Armazenagem” e “Sem Armazenagem e Geração”

Tabela 5. Consumo total, em kWh, em função de configuração e período do dia.

	Fora de Ponta	Horário de Ponta	Total
Circuito Completo (CCR)	89 101 kWh	11 694 kWh	100 796 kWh
Sem Armazenagem (sA)	85 408 kWh	14 439 kWh	99 847 kWh
Sem Arm. & Geração (sAG)	94 272 kWh	15 435 kWh	109 707 kWh

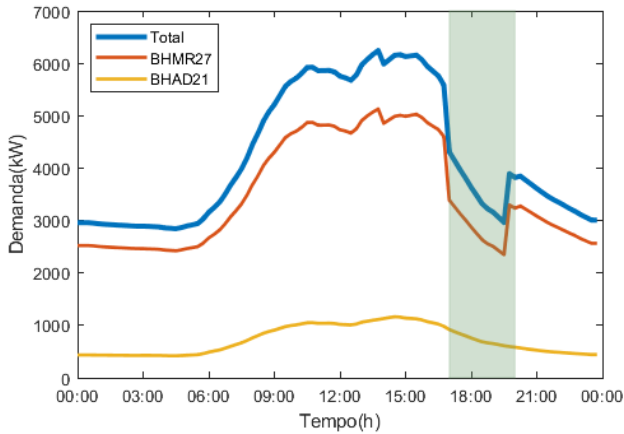


Figura 12. Fluxo de Potência nas configurações “Sem BHMR11” com bateria na Reitoria.

A Figura 13 apresenta uma comparação de demanda de energia total (soma do fluxo dos três alimentadores) em três configurações de rede distintas: Circuito Completo com armazenagem na reitoria, sem armazenagem e sem armazenagem e geração. A demanda total das configurações “Circuito Completo” e “sem BHMR11” são muito similares então optou-se por incluir somente um resultados desses quatro circuitos.

A Tabela 6 apresenta os preços de energia em $R\$/kWh$ para Tarifa Verde A4 obtidos do site da concessionária acessado 28 de Janeiro, 2022 (CEMIG, 2021). A partir desses dados e os número de consumo total dentro e fora do horário de ponta na Tabela 5, criou-se a Tabela 7 que apresenta uma estimativa de gastos diários de acordo com configuração e bandeira. Note que isso representa um dia ensolarado e com consumo de energia típico de um dia útil em Março, logo não deve ser usado para estimar gastos ao longo de todo o ano.

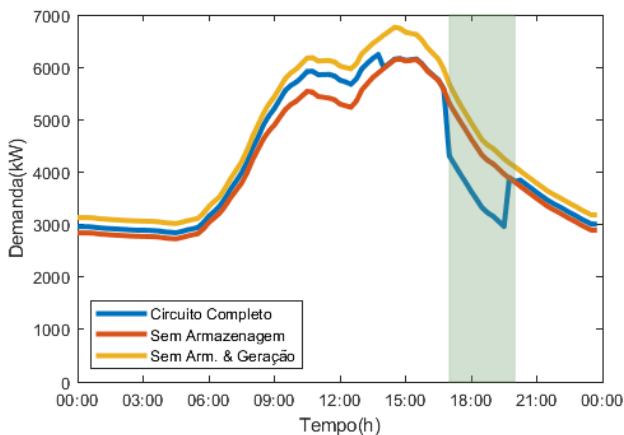


Figura 13. Demanda total das três configurações principais.

Tabela 6. Preço de energia para Tarifa Verde A4, em $R\$/kWh$ - Ver CEMIG (2021)

	R\$/kWh no Horário de Ponta	R\$/kWh no Horário Fora de Ponta
VERDE	1,58306	0,34664
AMARELA	1,601800	0,36538
VERMELHA 1	1,62277	0,386350
VERMELHA 2	1,67798	0,441560
ESCASSEZ HÍDRICA	1,70506	0,48864

Tabela 7. Custo diário de operação da rede em função da configuração.

	Circuito Completo	Sem Armazenagem	Sem Arm. e Geração
VERDE	R\$ 49.398,27	R\$ 52.463,63	R\$ 57.112,98
AMAR	R\$ 51.287,17	R\$ 54.334,77	R\$ 59.168,89
VERM1	R\$ 53.400,84	R\$ 56.428,56	R\$ 61.469,44
VERM2	R\$ 58.965,74	R\$ 61.941,11	R\$ 67.526,37
EscHid	R\$ 63.477,28	R\$ 66.353,13	R\$ 72.382,67

4.2 Perfil de Tensão

Uma outra medição que foi realizada refere-se ao “Perfil de tensão”(Load profile), que representa a tensão em p.u. em função da distância do alimentador, em km, em um determinado instante da simulação. Foram feitas simulações considerando cada uma das várias configurações de rede e vários momentos ao longo do dia: 12h, 15h e 18h.

- **12:00** - Demanda alta das cargas mas não é a demanda máxima ao longo do dia, com pico de produção para usinas fotovoltaicas e sistemas de armazenagem ainda carregando, absorvendo potência.
- **15:00** - Demanda atinge seu valor diário máximo, com geração fotovoltaica caindo e o sistema de armazenagem já se encontra plenamente carregado
- **18:00** - Demanda energética está caindo e a geração fotovoltaica é desprezível, com o sistema de armazenamento inserindo a energia acumulada na rede.

A Figura 14 apresenta um gráfico de perfil de tensão para a configuração ‘Circuito completo com bateria na Reitoria’ ao meio-dia (12:00). Existem três linhas distintas uma vez que existem três alimentadores independentes.

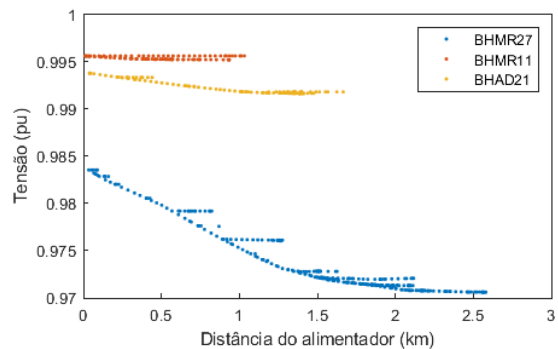


Figura 14. Perfil de Tensão da configuração CCR às 12hrs.

Idealmente, a tensão deve se manter entre 0,95 e 1,05 pu do valor nominal (ANEEL, 2021). A rede do campus é robusta a ponto que em nenhuma das simulações a tensão saiu desse limite, até mesmo nos pontos de tensão mínima.

A porção da rede alimentada pelo alimentador BHMR27 é claramente a maior tanto em termos de distância, demanda

e queda de tensão, e assim optou-se por focar nessa porção da rede. Os gráficos das Figuras 15 e 16 comparam a rede alimentada por BHMR11 em diferentes circunstâncias. A Figura 15 compara o perfil de tensão da rede BHMR27 das três configurações de circuito básicas: Circuito Completo (CCR), sem Armazenagem (sA) e sem Armazenagem e Geração (sAG); nos três horários diferentes.

A Figura 16 compara o perfil de tensão da rede BHMR27 das quatro configurações de Circuito Completo (que incluem todos os elementos de geração e armazenagem): CCEE, CCR, sMREE, sMRR.

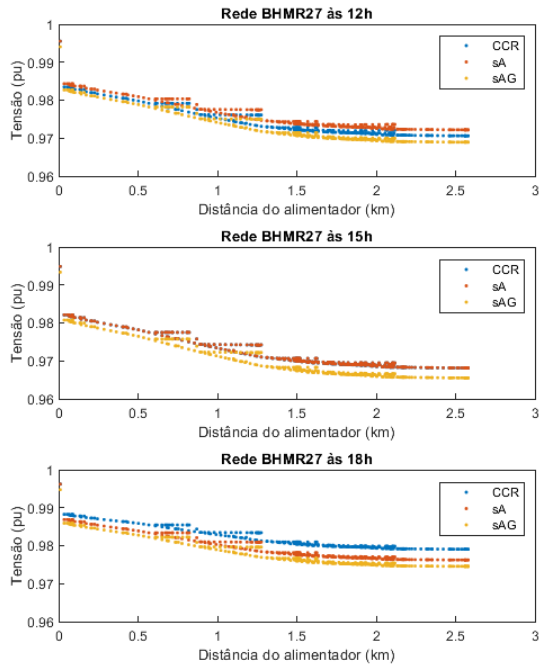


Figura 15. Perfil de Tensão da rede BHMR27.

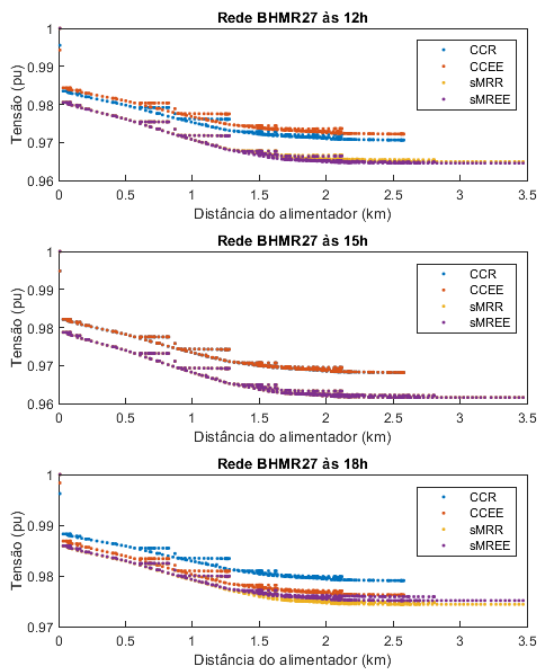


Figura 16. Perfil de Tensão da rede BHMR27

4.3 Ilhamento

A rede inclui várias chaves seccionadoras que permanecem fechadas durante operação normal. Para simulação em isolamento, alguns dessas chaves serão abertas, ilhando uma parcela do circuito a ser alimentado pelo sistema de armazenagem. Na Figura 17 são mostradas duas possíveis ilhas em que podem ser instalado o sistema de armazenagem.

Durante testes de isolamento, a rede opera normalmente até 11 horas, nesse instante, o circuito abre e a bateria passa a fornecer potência de acordo com a demanda do sistema, conforme apresenta a Figura 18.

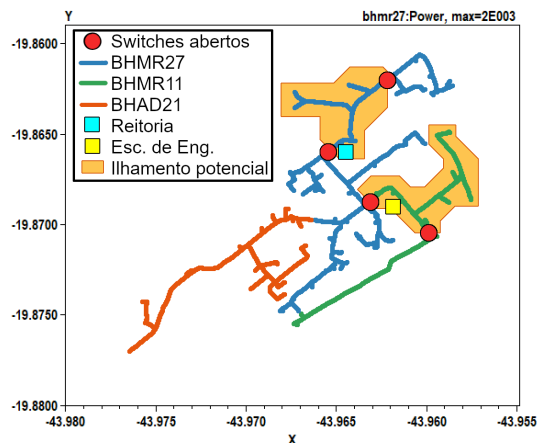


Figura 17. Mapa dos ilhamentos possíveis

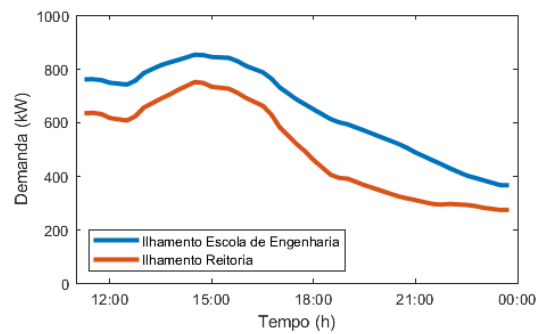


Figura 18. Demanda típica dos ilhamentos potenciais das 11h às 23h45

Ao longo do dia, o sistema de armazenagem vai carregando até às 15h. Às 11h, quando o ilhamento é formado, as baterias armazenam por volta de 2000kWh.

A Figura 19 apresenta a energia armazenada no banco de baterias ao longo do tempo em função da configuração da rede. Uma forma de aumentar o tempo de funcionamento de uma dada rede em ilhamento é por meio de redução de consumo, como apresentado por Filho et al. (2021). Foram considerados três níveis de consumo além do consumo base (Pleno - 100%): Reduzido (80%), Prioritário (50%) e Crítico (30%). A Tabela 8 inclui o horário e tempo aproximado até o esgotamento da bateria dado cada nível de consumo.

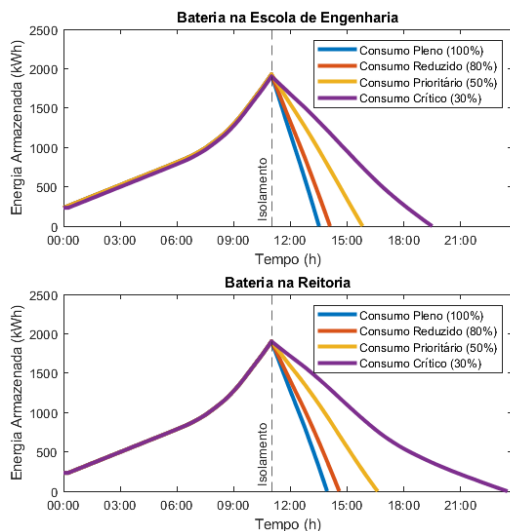


Figura 19. Energia armazenada no Banco de baterias ao longo do tempo

Tabela 8. Horário de desligamento dado formação do Ilhamento às 11:00

	Ilha Escola de Engenharia	Ilha Reitoria
Consumo Pleno (100%)	13:30 (150 mins)	14:00 (180 mins)
Consumo Reduzido (80%)	14:00 (180 mins)	14:30 (210 mins)
Consumo Prioritário (50%)	15:45 (285 mins)	16:30 (330 mins)
Consumo Crítico (30%)	19:30 (510 mins)	23:30 (750 mins)

5. CONCLUSÃO

Os testes de fluxo de potência demonstraram de forma bem clara e visual os efeitos dos elementos de geração e armazenagem na rede: redução de consumo total, principalmente durante os horários de ponta quando o sistema de armazenagem é utilizado. A Tabela 7 apresenta uma estimativa de gastos diários de acordo com configuração e bandeira para um dia útil típico ensolarado para o mês de março. Essa tabela não deve ser usada para estimar gastos ou economia anual, para isso deve-se conduzir testes e simulações mais detalhadamente, a finalidade dessa tabela é simplesmente dar uma ideia da dimensão da economia.

Os testes de perfil de tensão demonstraram a robustez da rede do campus. Em todas as circunstâncias, as tensões permaneceram dentro de valores adequados, entre 0.95 e 1 p.u., até mesmo nos pontos mais distantes do alimentador, durante o pico de consumo. As Figuras 15 e 16 demonstraram também que os efeitos dos elementos de geração e armazenagem sem bem pequenos, quase negligenciáveis em função de quão robusto é a rede.

As simulações de ilhamento ainda estão nos estágios iniciais mas já demonstram boa viabilidade em ambas as localizações potenciais. A região da reitoria não só tem consumo menor e consegue permanecer ligada por mais tempo, mas também contém mais prédios que exercem funções administrativa, que devem ser preservadas no caso de um apagão ou outra falha. Uma análise mais aprofundada provavelmente envolve modelar de forma mais complexa as formas de consumo reduzido.

AGRADECIMENTOS

Os autores desse trabalho agradecem à UFMG e à FUNDEP, pelo apoio financeiro, por meio do Projeto Minirrede Oásis, coordenado pelo Prof. Dr. Braz de J. Cardoso Filho. Agradecemos também à FAPEMIG, CAPES e CNPq, além do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2006). Resolução normativa N^o 235/2006. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>. Online. Acessado 21-01-2022.
- ANEEL (2021). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST, Módulo 8 - Qualidade de energia elétrica. https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf. Online. Acessado 08-02-2022.
- Antunes, H. (2018). Conversor multifuncional reconfigurável e tolerante a falhas para microrredes de energia elétrica. *Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia*.
- CEMIG (2021). Valores de tarifas e serviços. <https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>. Acessado 28 de Janeiro de 2022.
- Dugan, R.C. and McDermott, T.E. (2011). An open source platform for collaborating on smart grid research. In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–7. doi:10.1109/PES.2011.6039829.
- Filho, B., Brandão, D., Amariz, I., Silva, S., Maia, T.A.C., Uturbey, W., Rocha, A.V., and de Oliveira, T.R. (2021). *Relatório Técnico 1: Minirrede de Energia Oásis-UFMG - Ano 1*. Laboratório Tesla-UFMG, Belo Horizonte, MG. Documento restrito.
- Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., and Bahramirad, S. (2015). State of the art in research on microgrids: A review. *IEEE Access*, 3, 890–925. doi:10.1109/ACCESS.2015.2443119.
- Teixeira, L. (2021). Avaliação do impacto de geração própria na rede de distribuição do campus universitário. *Tese (Conclusão de Curso) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia*.
- Ton, D.T. and Smith, M.A. (2012). The U.S. department of energy's microgrid initiative. *The Electricity Journal*, 25(8), 84–94. doi:https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.013.