

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

ROBERTA DOS SANTOS VALADARES

**GERENCIAMENTO DE ENERGIA EM UMA MICRORREDE
HÍBRIDA**

VITÓRIA – ES
JULHO/2018

ROBERTA DOS SANTOS VALADARES

GERENCIAMENTO DE ENERGIA EM UMA MICRORREDE HÍBRIDA

Parte manuscrita do Projeto de Graduação da aluna **Roberta dos Santo Valadares**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Jose Leandro Félix Salles

Coorientador: Prof. MSc. Tiago Malavazi de Christo

VITÓRIA – ES
JULHO/2018

ROBERTA DOS SANTOS VALADARES

GERENCIAMENTO DE ENERGIA EM UMA MICRORREDE HÍBRIDA

Parte manuscrita do Projeto de Graduação da aluna **Roberta dos Santo Valadares**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Aprovada em 18 , de julho de 2018.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Jose Leandro Félix Salles
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES
Orientador

Prof. Dr. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES
Examinador

Prof. Msc. Danilo de Paula e Silva
Instituto Federal do Espírito Santo - Campus Serra
Examinador

A minha mãe e as minhas tias.

AGRADECIMENTOS

A Deus e a minha família por terem me dado suporte durante todos esses anos de vida, principalmente durante a graduação. A meus orientadores, José Leandro Félix Salles e Tiago Malavazi de Christo, e à professora Jussara Farias Fardin pelo tempo disponibilizado e por terem me incentivado ao longo do projeto. A meus professores de graduação, cujos ensinamentos permitiram tornar-me uma engenheira. E, também, a meus amigos e colegas, em especial ao Igor e ao Ricardo pelo apoio e companheirismo nessa etapa acadêmica.

RESUMO

Neste trabalho é analisada o gerenciamento de energia em uma microrredes, a qual é alimentada por fontes alternativas e convencional de geração. Para tanto, utiliza-se o método de programação dinâmica, para otimizar o fluxo de potência entre geração e cargas, visando reduzir os custo de operação, com um menor consumo de diesel e uso eficiente do banco de baterias. Os resultados, obtidos por meio de simulações no *Matlab*, são expostos em gráficos e tabelas.

ABSTRACT

This work is concerned with the energy management of a micro-grid composed of conventional and renewable sources. Then, the dynamic programming method is used to optimize the power flow between the power sources and the loads, aiming to reduce the installation operating cost, minimizing the consumption of diesel and operating the battery bank efficiently. The results, obtained through simulations in Matlab, are presented in graphs and tables.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura típica de uma microrrede.....	17
Figura 2 - Estrutura hierárquica de controle de microrredes	18
Figura 3 – Esquema de Sistema Eólico-Fotovoltaico-Diesel	18
Figura 4 - MR com barramento único CC	19
Figura 5 - MR com barramento único CA.....	19
Figura 6 - MR com barramentos CA e CC	20
Figura 7 - Diagrama de blocos indicando o fluxo de energia em um conversor bidirecional.....	20
Figura 8 - Célula Fotovoltaica	21
Figura 9 - Módulo Fotovoltaico.....	21
Figura 10 - Curva característica I-V de um dispositivo fotovoltaico	22
Figura 11 - Curva I-V para ligações em série e ligações em paralelo	22
Figura 12 - Turbina eólica	23
Figura 13 - Curva característica de potência de um aerogerador	24
Figura 14 - Perfil aerodinâmico da pá	25
Figura 15 - Curva de demanda típica para consumidor residencial.....	28
Figura 16 - Curva de demanda típica para consumidor industrial.....	28
Figura 17 - Curva de demanda típica para consumidor comercial	29
Figura 18 - Curva de demanda típica para consumidor rural	29
Figura 19 - Análise da rota ótima, seguindo o sentido crescente do estágios	32
Figura 20 - Esquema da MR híbrida isolada	35
Figura 21 - Fluxograma simplificado do programa.....	41
Figura 22 - Fluxograma detalhado do algoritmo da PD feito no Matlab.....	43

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Geração e consumo previstos para 24 horas	37
Gráfico 2 - Geração oriunda de fontes renováveis	38
Gráfico 3 - Perfil de carga a ser otimizado	38
Gráfico 4 - Comportamento do sistema com gerenciamento	44
Gráfico 5 - Demanda total previstas atendida por gerador, fontes renováveis e bateria, no sistema com gerenciamento	45
Gráfico 6 - Demanda vista pelo gerador	45
Gráfico 7 - Demanda total previstas atendida pelo gerador, fontes renováveis e bateria, no sistema sem gerenciamento	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tabela obtida para cada estágio da PD.....	34
Tabela 2 - Consumo de Combustível em função do carregamento do gerador.....	36
Tabela 3 - Consumo de diesel e custo de operação da planta para o sistema com e sem gerenciamento.....	46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GMG	Grupo Motor Gerador
MF	Microfonte
MR	Microrrede
SIN	Sistema Integrado Nacional
PD	Programação Dinâmica
SOC	Estado de carga das baterias (<i>state of charge</i>)
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo

LISTA DE SÍMBOLOS

I_{sc}	Corrente elétrica nominal de curto circuito (A)
V_{oc}	Tensão nominal de circuito aberto (V)
V_{mp}	Tensão máxima de saída (V)
I_{mp}	Corrente máxima de saída (A)
c_p	Coefficiente de potência do aerogerador
P_g	Potência gerada pelo grupo motor gerador
P_{bat}	Potência liberada (absorvida) pelo banco de baterias
P_{pv}	Potencia gerada por painéis fotovoltaicos
P_w	Potencia gerada por turbina eólica
P_{load}	Potência requerida pela carga

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa.....	14
1.2	Objetivo geral.....	15
1.3	Objetivo específico.....	15
1.4	Estrutura da monografia	15
2	EMBASAMENTO TEÓRICO	16
2.1	Microrredes.....	16
2.1.1	Estrutura Básica de uma Microrrede	17
2.1.2	Conversores de Potência	20
2.1.3	Energia Fotovoltaica.....	21
2.1.4	Energia Eólica	23
2.1.5	Gerador a diesel.....	25
2.1.6	Baterias	26
2.1.7	Demanda Elétrica	27
2.2	Gestão de energia na microrrede	29
2.2.1	Programação dinâmica	31
3	METODOLOGIA	35
3.1	Caracterização da planta.....	35
3.2	Implementação da técnica de otimização	37
4	RESULTADOS	44
5	CONCLUSÕES	47
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48
	APÊNDICE A	51

1 INTRODUÇÃO

A perspectiva de escassez dos recursos energéticos, majoritariamente representados por combustíveis fósseis, e o aumento da preocupação acerca dos impactos ambientais, têm incentivado à busca de novas soluções energéticas (ANEEL, 2008). Nesse sentido, a integração de fontes renováveis de energia, como painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, tem emergido como uma solução. Contudo, devido a suscetibilidade às condições climáticas, essas fontes se tornam mais confiáveis quando associadas a máquinas à diesel e a baterias, compondo um sistema híbrido de potência (YAHYAUI et al., 2016).

Sistemas híbridos têm recebido muita atenção nas últimas décadas, principalmente associados a comunidades isoladas, tais como pequenas ilhas, áreas rurais, ou locais de difícil acesso, como por exemplo em estações científicas no continente Antártico (CHRISTO et al., 2016). (GUPTA et al., 2011).

Nguyen e Crow (2012) afirmam que uma microrrede deve ser projetada para garantir a continuidade de serviço, de forma eficiente e econômica, despachando o recurso disponível visando a atender a demanda requerida, sem violar as limitações dos níveis de reserva de energia e potência do sistema e de cada equipamento. As microrredes de energia necessitam de um controle de geração autônomo e distribuído, o qual permita o gerenciamento de energia e o planejamento da operação da planta. Segundo Yahyaoui et al. (2016), tendo em vista as condições descritas, são necessárias técnicas de gerenciamento que otimizem o funcionamento da microrrede, de modo a reduzir o consumo de combustível e as emissões de poluentes, aumentar a eficiência e a confiabilidade do sistema energia.

Nesse sentido, o presente trabalho busca investigar a aplicação de um sistema de gerenciamento de energia baseada na previsão de oferta renovável e de demanda em uma microrrede isolada, composta por uma matriz energética híbrida, avaliando o impacto deste tipo de gerenciamento nos custos operacionais e ambientais do sistema.

1.1 Justificativa

Em sistemas híbridos isolados, os recursos disponíveis são limitados. Limitações estas ligadas aos custos e à complexa logística envolvidos na aquisição, transporte e armazenamento do combustível; e, também, devido à capacidade de produção de energia eólica e solar dependerem das características do local (clima, terreno). Assim, a dinâmica entre as diferentes fontes de energia é de extrema relevância para o gerenciamento da operação da planta; objetivando manter o equilíbrio entre carga e geração (MORAIS et al., 2010).

Partindo de uma base de dados, é possível prever a demanda da carga e a capacidade de geração aplicando técnicas de inteligência computacional, como as redes neurais artificiais. De posse das previsões de dia a frente, pode-se determinar, por exemplo, o momento ótimo para o carregamento das baterias; ou quando deve-se escalonar as cargas, a fim de obter um melhor rendimento do gerador (SANSEVERINO et al., 2011).

Segundo Moraes et al. (2010) a pesquisa e o desenvolvimento de microrredes têm despertado o interesse de empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica. Pois aprimorando-se as técnicas de gerenciamento, viabiliza-se a implantação destes pequenos sistemas híbridos distribuídos pela rede, o que propicia uma melhoria na qualidade de energia e flexibilização das fontes de alimentação. As microrredes, também permitem aumentar a "*spinning reserve*" e reduzir custos de transmissão e distribuição, além de possibilitar o atendimento parcial dos consumidores em caso de falha na subestação principal.

Por fim, o projeto proposto pode ser estendido aos mais diferentes tipos de microrredes híbridas, isoladas ou conectadas, agregando ao modelo as dinâmicas de novas fontes e suas restrições.

1.2 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo avaliar o gerenciamento de energia de uma microrrede isolada, composta por cargas elétricas, gerador a diesel, módulos fotovoltaicos, gerador eólico e banco de baterias. A partir da demanda elétrica e da oferta de energia renovável esperadas 24 horas a frente, deseja-se avaliar se a Programação Dinâmica é um método de otimização aplicável, visando a obter o mínimo consumo de óleo diesel.

1.3 Objetivo específico

- Analisar a aplicabilidade de uma técnica de otimização ao gerenciamento de microrredes compostas por múltiplas fontes de energia;
- Avaliar o impacto do gerenciamento de energia em uma microrrede, sobre os custos operacionais da MR.

1.4 Estrutura da monografia

Afim de apresentar adequadamente o desenvolvimento realizado, este trabalho foi dividido em cinco Capítulos.

No presente Capítulo foram expostos o tema do trabalho, seus objetivos e a motivação para a escolha do tema. No Capítulo 2 encontra-se o embasamento teórico do projeto, no qual são explicados conceitos relacionados a microrredes, tais como sua estrutura básica, as microfontes que a compõe (energia solar fotovoltaica e eólica) e a caracterização da demanda energética. Em seguida, é tratada a questão do gerenciamento e são passados os fundamentos da Programação Dinâmica (PD). No terceiro Capítulo são abordadas a metodologia utilizada para implementar o algoritmo da PD e as características da planta a ser otimizada. No Capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos na simulação. No Capítulo 5, são apresentadas as considerações finais.

2 EMBASAMENTO TEÓRICO

2.1 Microrredes

Uma microrrede é o agrupamento de fontes geradoras e cargas, podendo apresentar armazenadores de energia, os quais trabalham de maneira coordenada, e pode operar de forma isolada (autônoma) ou interligado com uma rede elétrica convencional. (RESE, 2012).

A princípio, o conceito de microrrede foi pensado com o objetivo solucionar problemas causados pela inclusão de unidades de geração distribuída em redes de distribuição operadas de forma passiva. No início do século XXI, este conceito foi originalmente proposto em um projeto do CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*), nos Estados Unidos. Na mesma época, uma outra abordagem foi desenvolvida na Europa através do projeto “*MICROGRIDS - Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids*” custeado pelo *Fifth Framework Programme* da União Europeia, a qual considera uma estrutura de controle hierárquica, o que permite a otimização da operação da microrrede a partir da ação de um controlador central (SILVA, 2014).

Em uma microrrede, as fontes são denominadas microfontes (MF) e sua geração é proveniente, em sua maioria, de energias renováveis ou de combustíveis de baixo impacto ambiental. Dentre as principais MFs, destacam-se: células a combustível, microturbinas, pequenas centrais hidrelétricas, turbinas eólica e painéis fotovoltaicos; sendo apenas as duas últimas presentes na planta analisada nesse trabalho.

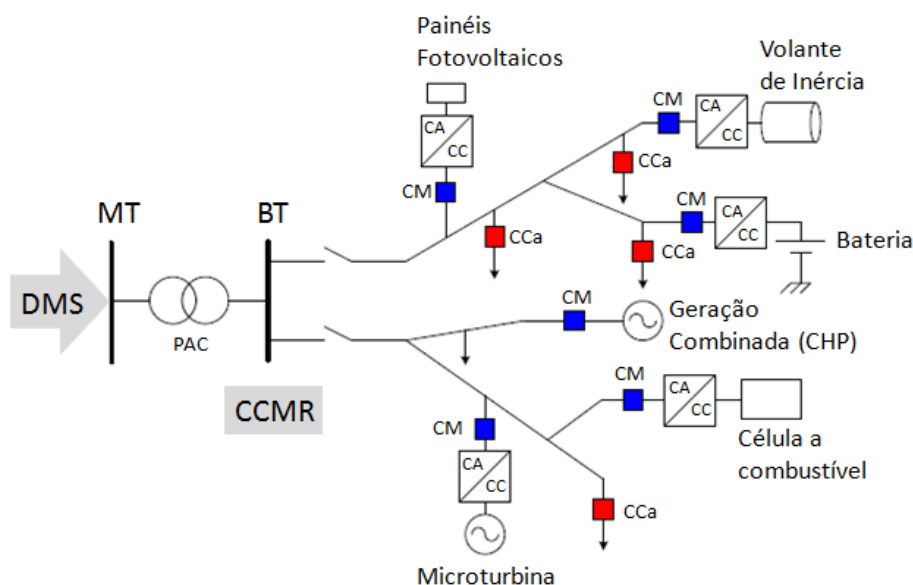
Cada fonte renovável tem características de funcionamento próprias, gerando em corrente contínua (CC) ou alternada (CA). Logo, é necessário uma padronização, por meio de um barramento comum, para integrá-las; utilizando conversores CC/CA, CA/CC, CC/CC e/ou CA/CA.

Para coordenar todas essas unidades de geração e de carga, a fim de atender à demanda, maximizar a eficiência energética e a confiabilidade, é agregada uma infraestrutura de comunicação com controle avançado. Esse conceito é denominado *Smart Grid*, ou redes inteligentes. (SANSEVERINO et al., 2011). A aplicação desse conceito de gestão de energia a uma microrrede, define a mesma como uma *Smart MicroGrid*.

2.1.1 Estrutura Básica de uma Microrrede

Em uma microrrede típica, como exemplificada na Figura 1, as MF's possuem dispositivos de controle em nível local (Controle da Microfonte - MC) e, geralmente, um conversor. As cargas também podem ter um controle local (Controle de Carga - LC), para o possibilitar a rejeição de carga, quando necessário. Há, também, a Central de Controle da Microrrede (CCMR) e o Sistema de Gerenciamento de Distribuição ou DMS (*Distribution Management System*) que são responsáveis pelo controle do funcionamento da microrrede no modos de operação: interligado, autônomo (também chamado de ilha) e sincronização/reconexão. (RESE, 2012).

Figura 1 - Estrutura típica de uma microrrede



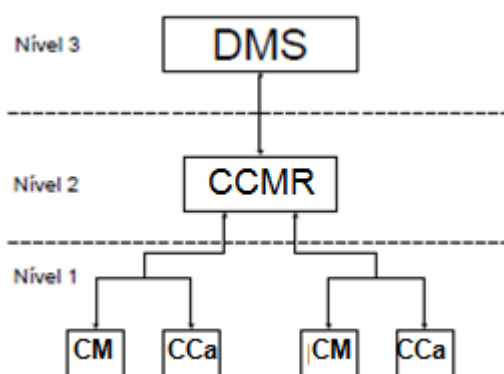
Fonte: Rese, (2012), modificado pela autora.

Para a operação coordenada de uma microrrede é importante adotar uma estratégia de controle, as quais apresentam um maior ou menor nível de descentralização. Silva (2014) destaca duas estratégias:

- Controle totalmente descentralizado: no qual a responsabilidade principal é dada aos controladores das microfontes (MF);

- Controle hierárquico: composta por basicamente três níveis: (1) controle local; (2) controle central da microrrede; (3) gerenciamento e controle do sistema de distribuição. Essa organização é ilustrada na Figura 2.

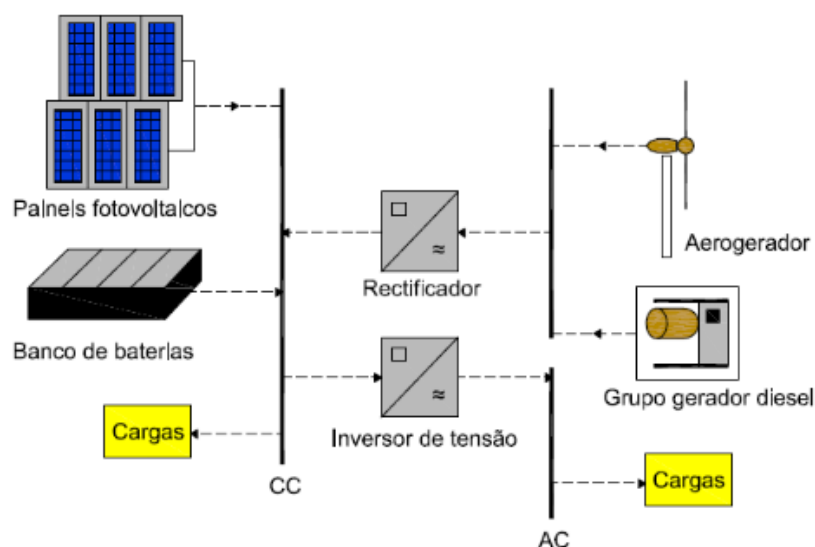
Figura 2 - Estrutura hierárquica de controle de microrredes



Fonte: Silva, (2014), modificado pela autora.

Existem microrredes construídas sem conexão com uma rede externa de fornecimento de energia elétrica, geralmente por razões geográficas. Assim, esses sistemas operam apenas no modo isolado. Um esquema simplificado de uma MR isolada é apresentado na Figura 3.

Figura 3 – Esquema de Sistema Eólico-Fotovoltaico-Diesel

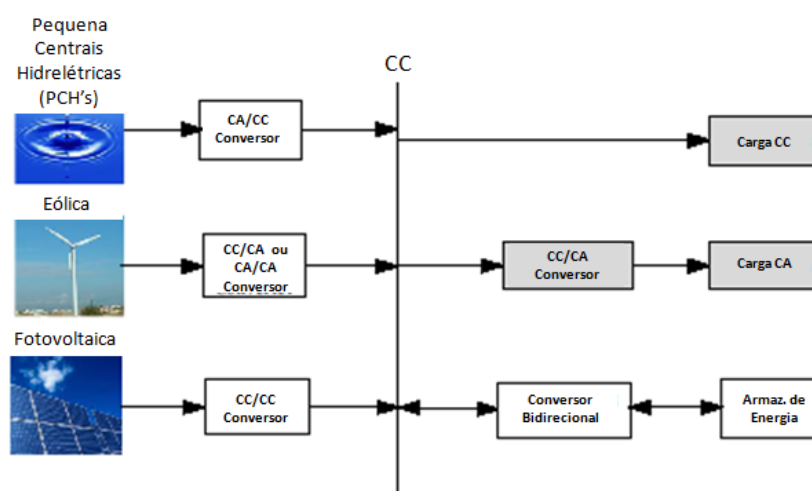


Fonte: Carreiras, (2013).

O tipo de configuração ou topologia a ser adotada na MR está relacionado à diversos fatores, tais como características da região a ser atendida pelo sistema elétrico: tamanho, relevo, fatores ambientais, disposição das cargas, áreas destinadas a instalação dos geradores eólicos e/ou fotovoltaicos etc. Dentre as topologias existentes, destacam-se três possíveis tipos de configuração a ser adotada para uma microrrede isolada:

- Microrredes com todas as fontes geradoras interligadas a um barramento único em corrente contínua (barramento CC), como mostrado na Figura 4;

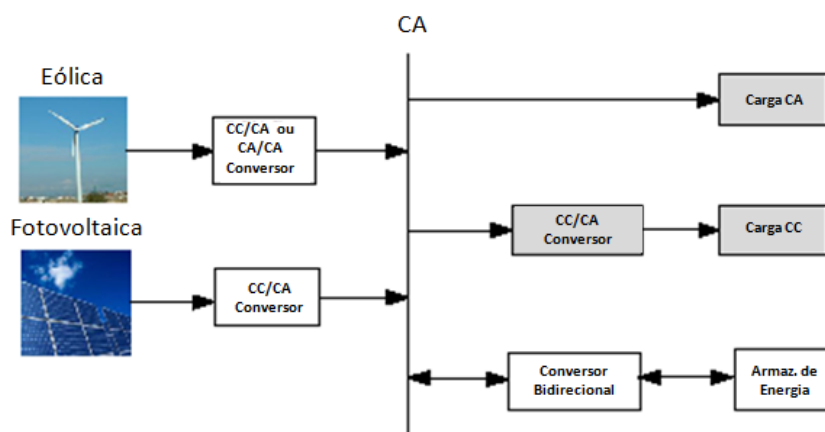
Figura 4 - MR com barramento único CC



Fonte: Chauhan e Saini, (2014), modificado pela autora.

- Microrredes com todas as fontes geradoras interligadas a um barramento único em corrente alternada (barramento CA), como exposto na Figura 5;

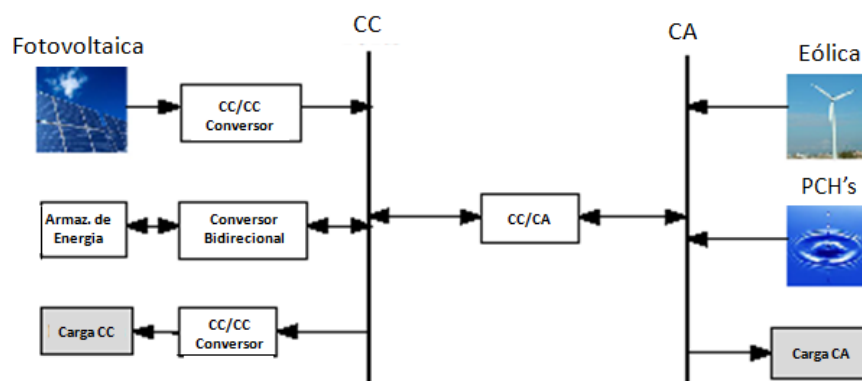
Figura 5 - MR com barramento único CA



Fonte: Chauhan e Saini, (2014), modificado pela autora.

- Microrredes com barramento CA e barramento CC, aos quais as diferentes fontes geradoras estão ligadas, de acordo com sua forma de geração, como exemplificado na Figura 6.

Figura 6 - MR com barramentos CA e CC



Fonte: Chauhan e Saini, (2014), modificado pela autora.

2.1.2 Conversores de Potência

Em uma microrrede CA isolada, os conversores eletrônicos de potência podem ser classificados, de acordo com a função que desempenham, da seguinte maneira (MATOS, 2014):

- Conversores formadores da rede (CFRs): controlam a frequência e a tensão RMS da rede elétrica. Geralmente, estão conectados a um sistema de armazenamento de energia e, nesses casos, operam de modo bidirecional, no qual a energia flui tanto no sentido de carregamento (oriunda das fontes geradores de potência) quanto no de alimentação das cargas, como mostrado na Figura 7.

Figura 7 - Diagrama de blocos indicando o fluxo de energia em um conversor bidirecional



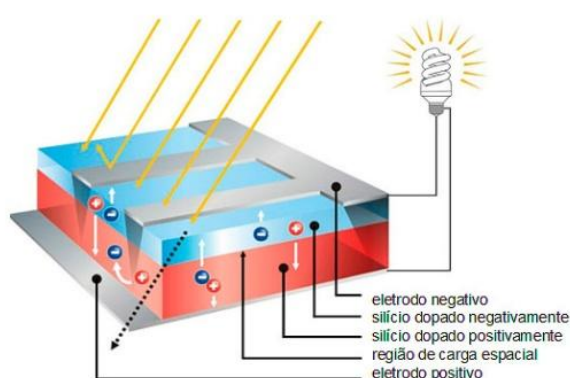
Fonte: Matos, (2014).

- Conversores alimentadores da rede (CAR): fornecem energia à rede, oriunda das microfontes, as quais podem funcionar em seu ponto de máxima produção de potência (MPP) a partir de um controle efetuado pelo CAR.
- Conversores de suporte a rede (CSRs): injetam ou absorvem potência em determinados pontos da MR, para minimizar as quedas ou elevações de tensão.

2.1.3 Energia Fotovoltaica

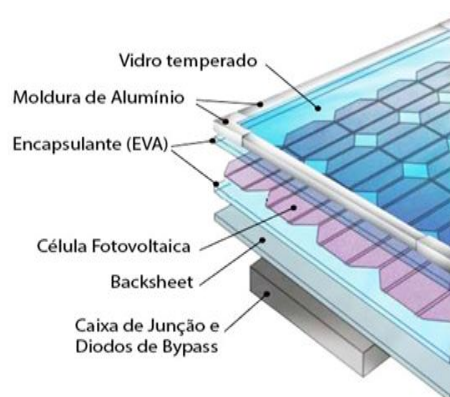
A conversão de radiação solar em energia elétrica é realizada por meio da utilização de módulos fotovoltaicos, também chamados de painéis. Cada módulo é composto, como o apresentado na Figura 9, por um conjunto de células fotovoltaicas, que são dispositivos formados por camadas sobrepostas de semicondutor. Conforme ilustrado na Figura 8, quando exposta à luz, ocorre a criação de cargas livres positivas e negativas, fazendo com que a célula apresente uma diferença de potencial elétrico em suas extremidades. Com isso, se os dois eletrodos forem conectados, haverá a circulação de corrente contínua (CC) (CRESESB/CEPEL, 2014).

Figura 8 - Célula Fotovoltaica



Fonte: FOTOVOLTEC, (2015).

Figura 9 - Módulo Fotovoltaico

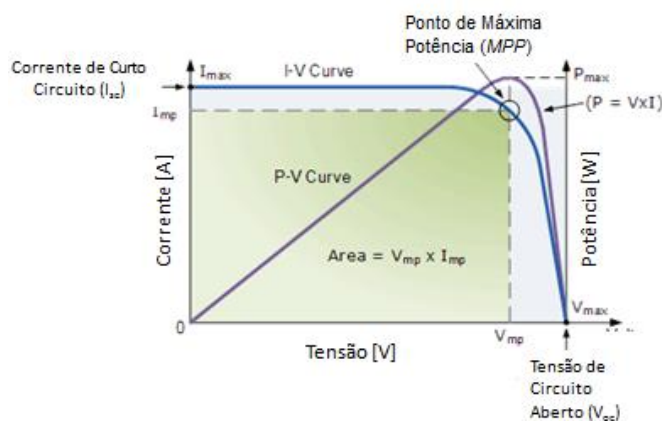


Fonte: UNIVERSOLAR, (2016).

A representação típica de saída de um dispositivo fotovoltaico, seja este uma célula, um módulo ou um *array* (associação de módulos) é a curva de corrente elétrica em função da tensão, como exemplificado na Figura 10. Os pontos mais relevantes da curva I-V são: $(0, I_{sc})$: no qual encontra-se a corrente de curto circuito; $(V_{oc}, 0)$: dado pela tensão de circuito aberto;

e ponto de máxima potência caracterizado pela tensão de máxima potência (V_{mp}) e pela corrente de máxima potência (I_{mp}).

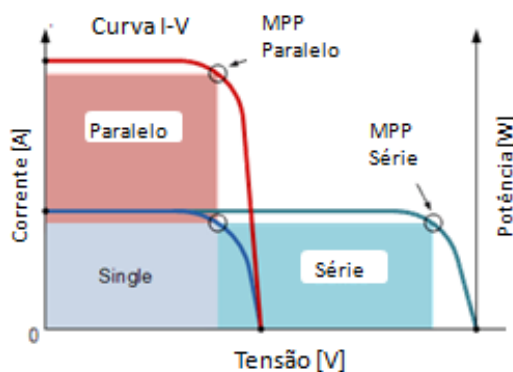
Figura 10 - Curva característica I-V de um dispositivo fotovoltaico



Fonte: *Alternative Energy Tutorials*, (2018).

As correntes e tensões produzidas em cada células são baixas, por esse motivo essas são associadas nos módulos. Visando a produzir uma potência condizente com a demanda requerida pelas cargas, também são feitos arranjos série e/ou paralelo entre os painéis, os quais resultam num aumentam da tensão e da corrente, respectivamente, proporcional à quantidade de módulos associados. A influencia dessas duas configurações pode ser observada na Figura 11. É possível realizar arranjos mistos, obtendo-se assim características de ambas as associações de forma conjunta.

Figura 11 - Curva I-V para ligações em série e ligações em paralelo



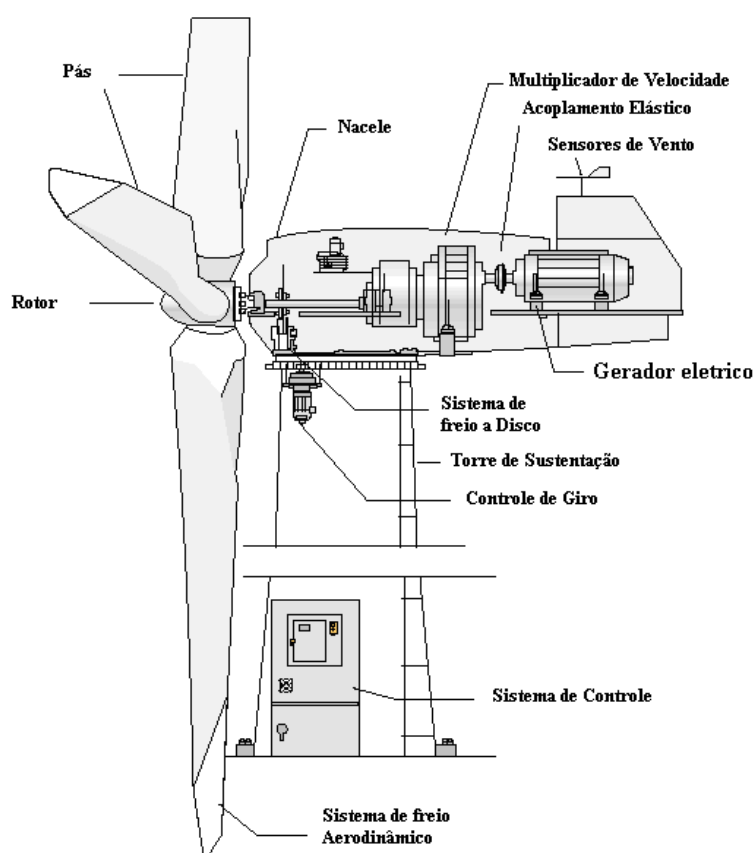
Fonte: *Alternative Energy Tutorials*, (2018), modificado pela autora.

Os principais fatores que influenciam nas características elétricas de um painel são a irradiância e a temperatura das células. A corrente gerada nos módulos aumenta linearmente com o aumento da irradiância. Por outro lado, o aumento da temperatura na célula reduz a tensão de saída, abaixando assim o ponto de máxima potência gerada, fazendo com que a eficiência do módulo caia (CRESESB, 2014). Um fator também capaz de afetar produção é o sombreamento dos painéis. Pois esse pode resultar em perdas muito acentuadas, devido à redução da energia gerada naquela área e pelo aumento das perdas nas células sombreadas.

2.1.4 Energia Eólica

Denomina-se energia eólica a energia contida nas massas de ar em movimento; podendo essa, ser transformada em energia elétrica utilizando um equipamento denominado aerogerador, ou turbina eólica, mostrado na Figura 12.

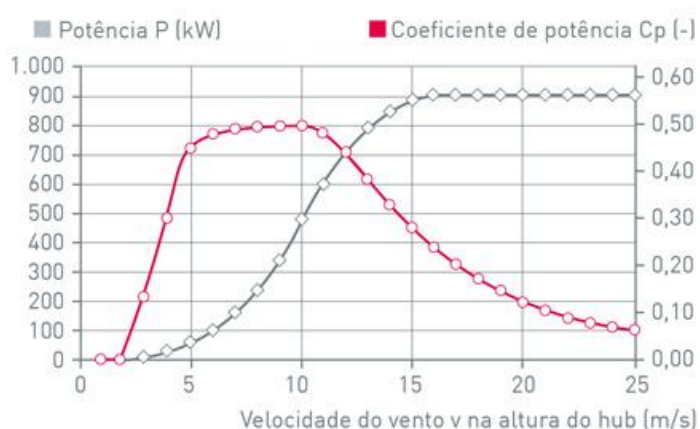
Figura 12 - Turbina eólica



Fonte: ANEEL, (2005).

Apenas uma fração da potência eólica disponível é extraída pelas pás do rotor, sendo essa quantificada por um índice denominado coeficiente de potência c_p . Para determinar o valor máximo dessa parcela (c_p máximo), o físico alemão Albert Betz analisou as velocidades do vento antes e depois das pás e concluiu que esse será sempre inferior a 59,3% (CRESESB, 2014). Tomando como um exemplo um aerogerador de 900 kW de potência nominal, temos a seguinte curva, apresentada na Figura 13, que apresenta c_p e potência útil em relação à velocidade do vento na altura da parte central do rotor.

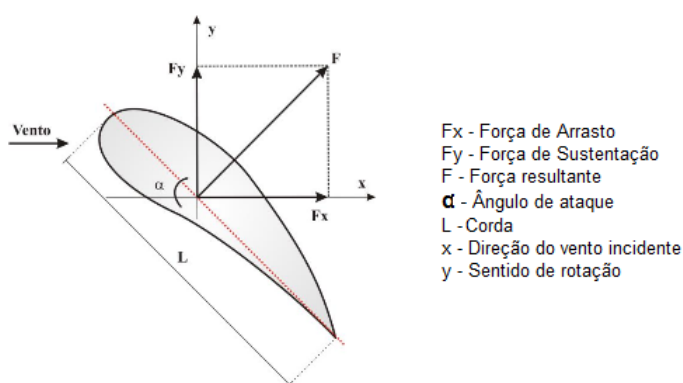
Figura 13 - Curva característica de potência de um aerogerador



Fonte: : ENERCON, (2016).

Assim, uma parte da energia cinética do vento incidente sobre as pás é convertida em energia mecânica de rotação. As pás apresentam perfis especialmente desenvolvidos (com formato de um aerofólio) e funcionam pelo princípio físico da sustentação, como demonstrado na Figura 14. A força aerodinâmica resultante gira o rotor. Esse movimento é transmitido ao gerador por meio da transmissão, a qual é composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão, acoplamento e engloba a caixa multiplicadora de velocidade.

Figura 14 - Perfil aerodinâmico da pá



Fonte: : Mezaroba, (2016), modificado pela própria autora.

Para efetuar o controle dos aerogeradores, podem ser empregados mecanismos aerodinâmicos (posicionamento do rotor), eletrônicos (controle de carga) ou mecânicos (velocidade, passo, freio). Os métodos comumente utilizados pelos dispositivos modernos para limitar a extração de potência à potência nominal do aerogerador são aerodinâmicos, chamados de controle estol (Stall) e controle de passo (Pitch) (CRESESB, 2014).

O controle estol é um sistema passivo, sendo uma característica construtiva da turbina, que gera uma redução automática da sustentação, a partir de uma determinada velocidade do vento. Como vantagens destacam-se uma estrutura simples e menor manutenção devido a um número menor de peças móveis. Mas apresenta como desvantagem a perda de potência em baixas velocidades. O controle de passo é um sistema ativo que atua no ângulo de inclinação das pás, para controlar a extração de potência do vento. Esse apresenta como vantagem um controle de potência mais preciso e sob diversas condições de vento, o que resulta numa maior produção de energia (SILVA, 2014).

2.1.5 Gerador a diesel

Para geração de energia elétrica utiliza-se um conjunto formado por um gerador elétrico e uma máquina primária, tipicamente, um Motor Alternativo de Combustão Interna (MACI). O MACI é responsável por rotacionar o eixo do gerador a partir da queima de um combustível. Esse sistema é denominado como Grupo Motor Gerador (GMG) ou apenas como motogerador. (LORA e NASCIMENTO, 2004).

Os grupos geradores, pode ser utilizados em três modos distintos, de acordo com o regime de potência requerido:

- *Stand-by*: Também chamado de emergência ou intermitente. É utilizado em sistemas que possuam uma outra fonte principal energia elétrica. Desta forma o equipamento assume a carga apenas em caso de falta ou interrupção da energia.
- *Prime power* (ou horário de ponta): É utilizado em sistemas conectados a uma rede de fornecimento de energia elétrica. O GMG é utilizado pelo período de três horas no horário de ponta, no qual as empresas distribuidoras de energia cobram tarifas superiores aos demais horários.
- *Base power* (ou contínuo): O GMG é a fonte primária de energia elétrica, então está em funcionamento todo o tempo.

2.1.6 Baterias

Os dispositivos armazenadores de energia são classificados por sua duração ou pela forma de armazenagem. Quanto a duração, os sistemas podem ser de pequena, média e longa duração. Quanto a forma de armazenagem, os sistemas podem armazenar energia mecânica, química ou elétrica, entre outras. Cada tecnologia de armazenamento é indicada para uma área específica de aplicação (CHAUHAN et al., 2014).

De acordo com Chauhan et al. (2014, p. 103) (tradução, nossa):

Baterias recarregáveis são um dos mais antigos sistemas de armazenamento, que guardam a energia elétrica na forma de energia química. Dentre várias tecnologias, as baterias são as mais flexíveis, confiáveis e que apresentam melhores respostas para sistemas de geração isolados. Baterias são modulares, não poluentes, podem ser alocadas próximas aos centros de carga ou instaladas em conjunto com as fontes de energia renováveis.

Na bateria, a energia elétrica é oriunda de reações eletroquímicas de oxi-redução. Quando uma carga é conectada entre os terminais de uma bateria carregada, os elétrons, liberados durante as reações, fluem de um eletrodo a outro, ou seja, ocorre a circulação de corrente elétrica. As baterias tem diferentes características, dependendo do tipo de material que são constituídas. Dentre as mais utilizadas, destacam-se as baterias de íons de lítio (Li-ion), chumbo ácido, níquel-cádmio (Ni-Cd) e níquel-hidreto metálico (Ni-MH).

Um questão relevante, para todos os tipo de baterias, é a vida útil, a qual é fortemente impactado pela quantidade de ciclos de carga e descarga aos quais elas são submetidas. Esse tempo é drasticamente reduzido quando a bateria passa por ciclos que apresentem seu completo carregamento ou descarregamento. Visando o prolongamento do tempo de vida, recomenda-se submeter a bateria a ciclos com carga ou descarga de até 50%, ou menos, de sua capacidade (Moreira, 2008).

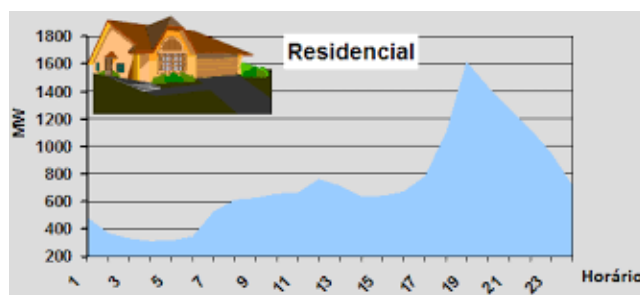
2.1.7 Demanda Elétrica

Segundo a resolução da ANEEL no 414 de 09/11/2010, a demanda é definida como a "média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado".

Ao se projetar uma MR isolada deve-se realizar o levantamento das cargas. Estando essas instaladas, é possível traçar a curva de demanda, dado um histórico de medições instantânea de potência ou a partir do fator de demanda da instalação. Assim, é possível efetuar um planejamento dos demais integrantes do sistema implementado, tais como potência a ser gerada pelas microfontes e acumulada nos armazenadores de energia; além influenciar na conservação dos ativos, materiais e equipamentos, necessários à distribuição de energia no sistema. Demanda ativa é medida em quilowatts (kW) e a demanda reativa é medida em quilo Volt Ampère reativo (kVAr), essa última pode ser de natureza capacitiva ou indutiva.

Unidades consumidoras, que estão ligadas a rede elétrica de uma empresa de distribuição de energia, apresentam características diferenciadas de consumo, de acordo com a natureza de sua carga: residencial, comercial, industrial, rural, iluminação pública e serviço público. Assim, suas curvas de demanda apresentam comportamento diferenciado ao decorrer do dia. A Figura 15 representa uma curva típica do SIN de um consumidor residencial. Esta classe de consumidor apresenta um aumento abrupto de consumo entre 18 e 21 horas, devido ao retorno das pessoas às residências nesse período. Tem como maior demanda o chuveiro elétrico e iluminação.

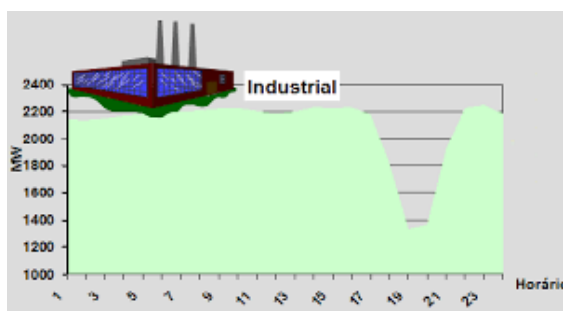
Figura 15 - Curva de demanda típica para consumidor residencial



Fonte: Coutinho, (2010)

A Figura 16 ilustra o comportamento de consumo industrial, o qual apresenta um consumo elevado durante todo o dia, com exceção do horário de ponta, cujo consumo diminui consideravelmente, geralmente devido adoção de métodos para evitar a utilização de energia no horário de maior custo e, também, devido a troca de turnos de trabalho. As maiores demandas desse setor são a iluminação e os motores elétricos utilizados na produção.

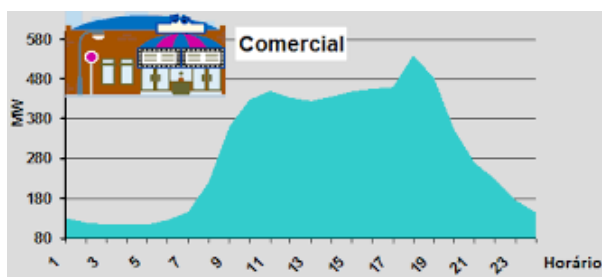
Figura 16 - Curva de demanda típica para consumidor industrial



Fonte: Coutinho, (2010)

A curva de carga de um consumidor comercial caracteriza-se por iniciar o seu consumo por volta das 8 horas, mantendo-se constante durante o dia. No horário de ponta, ocorre outro pico de demanda, como mostrado na Figura 17. A demanda deste consumidor é basicamente para iluminação e refrigeração.

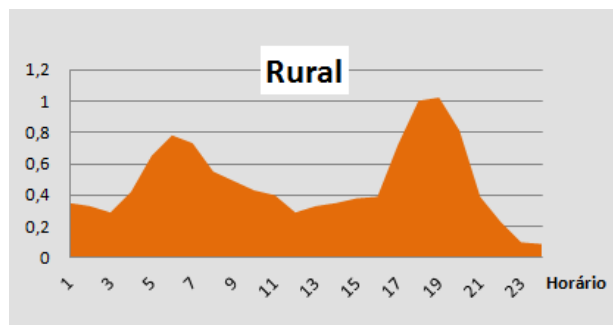
Figura 17 - Curva de demanda típica para consumidor comercial



Fonte: Coutinho, (2010)

A classe rural apresenta um comportamento específico em termos de demanda de energia, na Figura 18 observa-se uma elevação do consumo nas primeiras horas do dia, e um pico máximo próximo às 18h. As cargas são equipamentos utilizados nas atividades agrícola e/ou pecuária.

Figura 18 - Curva de demanda típica para consumidor rural



Fonte: Marques, (2014), adaptada pela autora.

2.2 Gestão de energia na microrrede

Para garantir um bom funcionamento do sistema é necessário atender a requisitos, que, por vezes, são antagônicos. Assim, para efetuar uma gestão adequada certas decisões devem ser tomadas (*trade-off*), de forma a extrair o maior número possível de benefícios. Assim, para encontrar o ponto de equilíbrio entre exigências contrastantes, como por exemplo a redução dos custos operacionais e o aumento da confiabilidade e robustez do sistema, podem ser empregadas técnicas de otimização. Essas técnicas também podem ser utilizadas para determinar o dimensionamento ótimo da microrrede, o gerenciamento do fluxo de energia entre as diversas microfontes, ou minimizar o consumo de combustível. Devido à grande

complexidade de arranjos e multiplicidade de opções, a forma de otimização do sistema torna-se um estudo particular a cada caso.

Os métodos de otimização se baseiam na utilização de técnicas de programação matemática, para otimizar um ou mais funções objetivo sujeitas a um conjunto de restrições. Dentre os tantos métodos aplicáveis a sistemas de energia, os seguintes são destacados por Kagan et al., (2009):

- Programação linear: tem por objetivo a maximização ou minimização de uma função linear sujeita a restrições representadas por equações lineares,
- Programação linear inteira: utilizada em problemas de otimização nos quais todas as variáveis são inteira (discretas).
- Programação linear inteira mista: utilizada em problemas de otimização nos quais algumas das variáveis são inteiras e as demais são contínuas.
- Programação não linear: tem por objetivo a maximização ou minimização de uma função não linear sujeita a restrições lineares ou não.
- Algoritmos de transporte: algoritmos de programação linear específico para o tratamento de problemas de fluxo em redes.
- Programação dinâmica: tem por objetivo o tratamento de problemas de otimização com múltiplos estágios.

Segundo Kagan et al. (2009) existem alguns modelos, para tratar problemas de sistemas de potência, que utilizam uma ou mais destas técnicas; e outros que as associam a procedimentos heurísticos, que incorpora ao algoritmo informações específicas do problema, reduzindo o esforço computacional ao simplificar o processo de busca. A aplicação da heurística, em conjunto com técnicas de otimização, visa obter de respostas com razoável precisão, em tempos de processamento aceitável.

No presente trabalho optou-se pela Programação Dinâmica, em detrimento dos demais métodos, uma vez que por meio desta é possível encontrar a solução ótima do problema e por esse apresentar a característica necessárias à aplicação dessa técnica: ser divisível em múltiplos estágios, relacionados por meio de decisões sequenciais.

2.2.1 Programação dinâmica

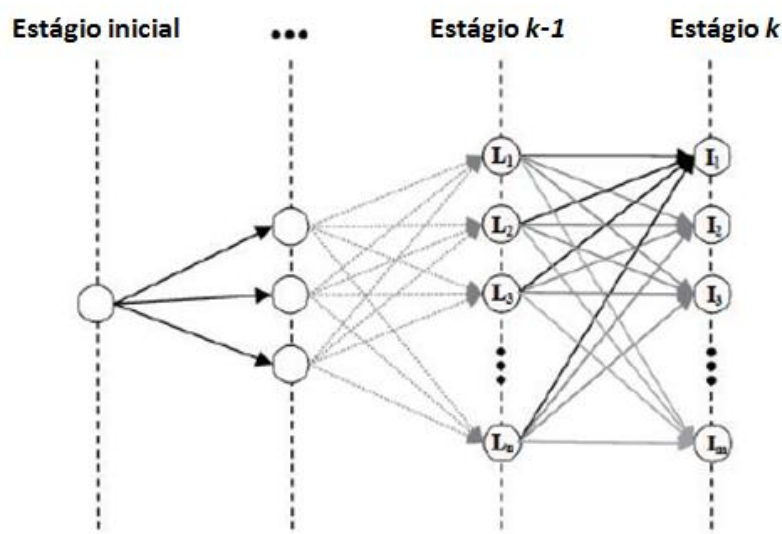
A Programação Dinâmica (PD) é uma técnica que se aplica às situações que exijam decisões sequenciais inter-relacionadas. Esta metodologia torna um problema de múltiplos estágios, que contém diversas variáveis interdependentes, em uma série de subproblemas, contendo poucas ou apenas uma variável de decisão (no caso unidimensional).

A PD tem como essência o Princípio da Otimalidade de Richard Bellman: uma estratégia ótima apresenta a propriedade segundo a qual, a despeito das decisões tomadas para se atingir um estado particular num certo estágio, as decisões restantes, a partir deste estado, devem constituir uma estratégia ótima. Para que este princípio possa ser aplicado é indispensável que o processo seja Markoviano. Um processo é dito Markoviano quando o futuro depender apenas da situação presente, ou seja, o passado não tem nenhuma influência nas decisões futuras (CAMPELLO, 2002).

Campello (2002) afirma que encontrar a solução de um problema partindo de seus subproblemas, resolvendo-os estágio por estágio, representa uma vantagem em relação a outras técnicas de otimização. Uma vez que possibilita tratar funções descontínuas, não diferenciáveis, não convexas, determinísticas ou estocásticas. Contudo, a função objetivo deve, entretanto, ser separável e monotônica. futuras. A PD não apresenta uma regra geral ou formulação matemática padrão, sendo ela um método genérico. Assim se faz necessário desenvolver um algoritmo de acordo com a situação em questão.

Este método é utilizado para determinar o melhor conjunto de decisões, visando identificar a rota de menor ou maior custo; dividindo o problema em uma sequência de passos. Em cada etapa, o algoritmo encontra o caminho mais curto, ou mais longo, baseado-se em uma possível sequência ótima dos passos anteriores. Desta forma, a rota ótima é encontrada no último passo. É possível implementá-lo no sentido crescente dos estágios, como mostrado na Figura 19, ou no sentido reverso; quando há um número finito de passos e, esses são definidos como intervalos de tempo (NGUYEN e CROW, 2012). Para o problema em questão neste trabalho, escolheu-se trabalhar no sentido reverso, uma vez são especificadas as características do último passo e que o escalonamento de cada unidade operacional pode ser determinado a cada estágio.

Figura 19 - Análise da rota ótima, seguindo o sentido crescente dos estágios



Fonte: : Nguyen e Crow, (2012).

Problemas de natureza combinatória podem apresentar uma complexidade elevada, devido à grande quantidade de arranjos entre os estados a serem investigados. Entretanto, nem todos os estados são válidos, devido a limitações do sistema. Assim, aplicando a função de custo, para cada estágio, são consideradas apenas as rotas ótimas que passam por estados válidos.

Segundo Hillier e Lieberman (2013), para que um problema possa ser resolvido por meio da PD, tem-se que:

- O problema pode ser dividido em **estágios**: deve-se elaborar uma *sequência de decisões inter-relacionadas*, em que cada decisão, sobre a política a ser adotada, corresponda a um estágio do problema.
- Cada estágio possui um número de **estados**, sendo esses *condições possíveis*, nas quais o sistema poderia se encontrar naquele estágio do problema. O número de estados pode ser finito ou infinito.
- O efeito da decisão sobre a política a ser adotada a cada estágio é o de transformar o estado atual em um estágio associado ao início do estágio seguinte:

A PD pode ser descrita de forma análoga a uma rede, na qual cada *nó* representa um *estado* e cada *coluna de nós*, um *estágio*; como já demonstrado na Figura 19. Assim, saindo de um nó pode-se ir somente a um nó da próxima coluna à direita. As ligações

de um nó aos nós da coluna seguinte correspondem às possíveis decisões, sobre para qual estado deve-se avançar. Geralmente, cada ligação é associada a um valor, ou custo de transição entre os estados, o qual representa uma *contribuição imediata* à função objetivo, ao tomar aquela determinada decisão. Na maioria dos caso, o objetivo corresponde a encontrar o *caminho mais curto* ou *mais longo* na rede.)

- Visando encontrar uma política ótima para o problema como um todo, deve-se aplicar a fórmula de decisão para cada um dos estágios possíveis. O procedimento de resolução cria uma tabela associada a cada estágio (k) com a variável de decisão ótima (x_k^*) para cada estágio (s) possível. Nas tabelas estão contidos não apenas as soluções ótimas (rotas ótimas) do problema, como também diretrizes a serem seguidas caso o sistema se encontrem num estado que não pertença a rota ótima.
- O processo se inicia identificando a política ótima para o último estágio, que geralmente é trivial.
- Existe uma **relação recursiva** que identifica a política ótima para o estágio k , dado a política ótima de $k + 1$. Esta relação apresenta variações de acordo com o problemas, mas ela estará sempre na forma apresentada nas Equações (2.1) e (2.2):

$$f_k^*(s_k) = \min_{x_k} \{f_k(s_k, x_k)\} \quad (2.1)$$

ou

$$f_k^*(s_k) = \max_{x_k} \{f_k(s_k, x_k)\} \quad (2.2)$$

Dado que:

N = número de estágios

k = identificação do estágio atual ($k = 1, 2, \dots, N$)

s_k = estado atual para o estágio k

x_k = variável de decisão para o estágio k

x_k^* = valor ótimo de x_k (dado s_k)

$f_k(s_k, x_k)$ = custo dos estágio $k, k+1, \dots, N$ à função objetivo se o sistema começar pelo estado s_k no estágio k , a decisão imediata for x_k e as decisões ótimas forem feitas a partir deste ponto.

Considerando-se o problema analisado neste trabalho, a relação recursiva é dada pela Equação (2.3):

$$\begin{aligned}
 f_k^*(s) &= \min_{x_k} \{f_k(s, x_k)\} \\
 &= \min_{x_k} \{\text{custo imediato (estágio } k) + \text{custo futuro mínimo (estágio } k+1 \text{ em diante)}\} \quad (2.3) \\
 &= \min_{x_k} \{c_{s,x_k} + f_{k+1}^*(x_k)\}
 \end{aligned}$$

- Ao utilizar essa relação, partindo do estágio final, encontra-se as políticas ótimas para cada estágio, gerando assim a Tabela 1, a qual contém o custo acumulado até o estágio k .

Tabela 1 - Tabela obtida para cada estágio da PD

$\begin{matrix} \mathbf{x}_k \\ \mathbf{s}_k \end{matrix}$	$\mathbf{f}_k(\mathbf{s}_k, \mathbf{x}_k)$		$\mathbf{f}_k^*(\mathbf{s}_k)$	\mathbf{x}_k^*
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

Fonte: : Hillier e Liebermann, (2008).

- Então, assim que a tabela do estágio inicial for obtida, o solução do problema será encontrada. Pois a decisão inicial é conhecida, especificada por x_I^* , e cada uma das demais variáveis de decisão ótimas estão presentes nas tabelas dos estágios correspondentes.

3 METODOLOGIA

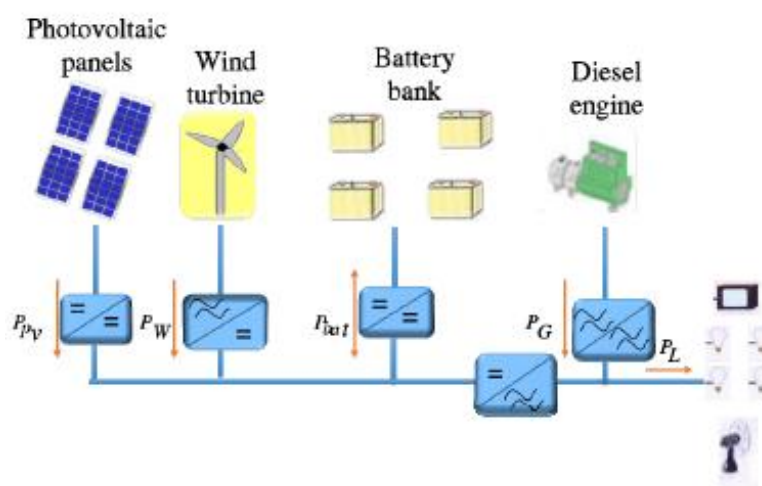
O projeto foi dividido em 2 etapas de desenvolvimento: caracterização da planta e implementação da técnica de otimização, baseado nas restrições do problema, para comprovação da efetividade do método, comparando-se o comportamento da planta com e sem o gerenciamento.

3.1 Caracterização da planta

Este trabalho trata sobre a gestão de energia em um sistema hipotético isolado (ou seja, não conectado a uma rede de fornecimento de energia), buscando reduzir o consumo de combustíveis fósseis.

A microrrede, tal como mostrada na Figura 20, é composta por: geração convencional (gerador à diesel); fontes renováveis (painéis fotovoltaicos e turbina eólica); armazenadores de energia (baterias); sistema de distribuição elétrica (barramento CA e CC), conversores de potência (CC/CA, inversor bidirecional) e cargas CA.

Figura 20 - Esquema da MR híbrida isolada



Fonte: Yahyaoui, Ghraizio e Tadeo, (2017).

A curva de demanda foi definida, baseada no perfil típico de um consumidor rural, de forma a ilustrar o escalonamento do banco de baterias, possibilitando a avaliação da performance do algoritmo.

Os componentes da MR apresentam as seguintes características:

- Painéis fotovoltaicos – potência nominal: 10 kWp.
- Turbina eólica – potência nominal: 45 kWp.
- Banco de baterias – Capacidade máxima de armazenamento: 200 kWh; Estados de carga: mínimo (SOC_{\min}) = 30%; máximo (SOC_{\max}) = 100%.
- Inversor bidirecional – potencia nominal: 50 kW;
- Gerador a diesel – potencia nominal: 100 kVA.

Escolheu um gerador de forma a garantir pleno atendimento da demanda, considerando uma reserva de potência. Para modelagem do gerador, utilizou o como referência as especificações do grupo motor gerador Cummins C100D6. O carregamento do gerador influencia em seu rendimento. Assim, utilizou-se as informações da Tabela 2, para inferir o consumo de combustível em relação da potência solicitada ao gerador (percentual em relação à potência nominal de 80 kW) para o modo contínuo, uma vez que esse é menos eficiente quando comparado ao prime.

Tabela 2 - Consumo de Combustível em função do carregamento do gerador

Potência Nominal	Standby				Prime			
	125 kVA		100kW		113 kVA		90kW	
Carga Aplicada	Completa	3/4	1/2	1/4	Completa	3/4	1/2	1/4
Consumo [L/h]	28	22	16	10	26	20	14	9

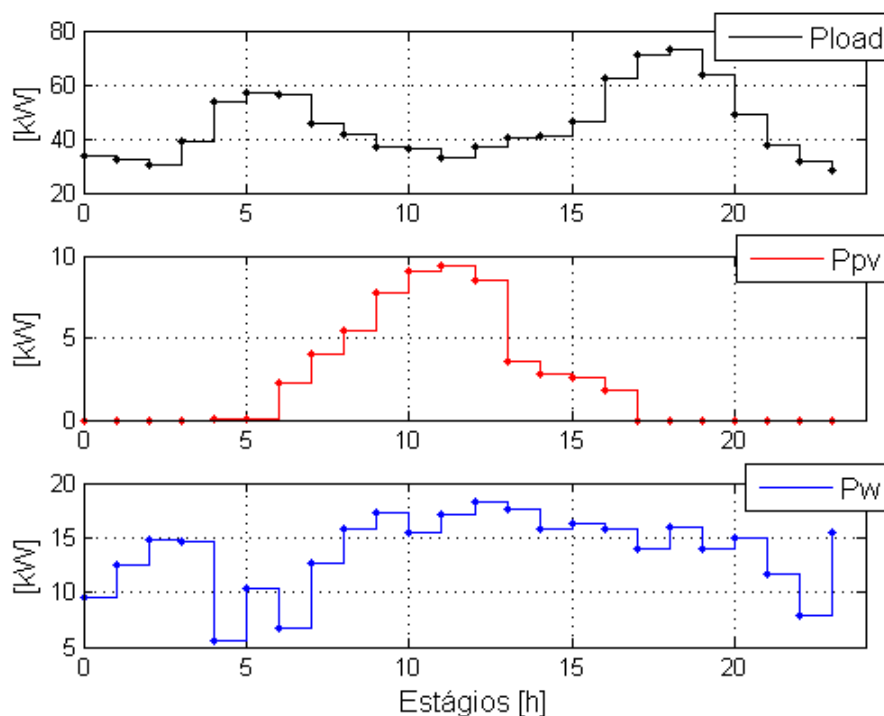
Fonte: Cummins, (2011).

Considerando restrições, tais como o estado de carga (SOC) das baterias, é possível determinar um escalonamento ótimo para os recursos; permitindo o gerenciamento de energia e o planejamento de futuras operações da planta. Para tanto utilizou-se a programação dinâmica (DP), implementada no *Matlab*, para minimizar o custo de operação, utilizando os dispositivos armazenadores de energia de maneira eficiente.

O escalonamento ótimo de carregamento/descarregamento das baterias pode ser determinado para diversos intervalos de tempo, de minutos a semanas, estando atrelado apenas aos dados conhecidos de previsões de demanda, vento e radiação solar. Para a análise realizada neste

trabalho, definiu-se um período de 24 horas. Assim, temos o consumo e geração solar e eólica estimados, na Gráfico 1:

Gráfico 1- Geração e consumo previstos para 24 horas



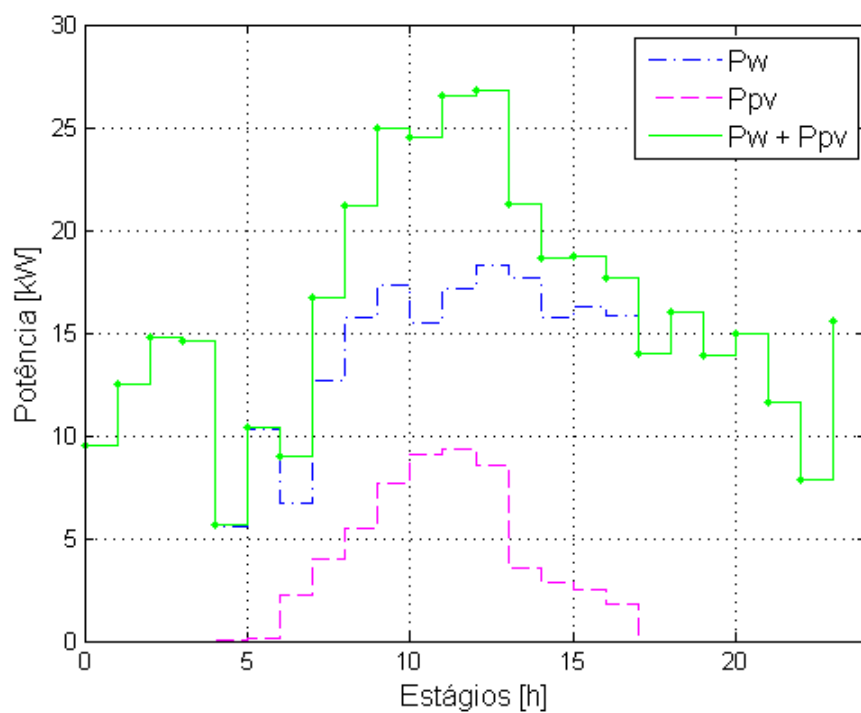
Fonte: Produção da própria autora.

3.2 Implementação da técnica de otimização

No gerenciamento de microrredes isoladas, tem-se como objetivo principal entregar a energia que assegure o funcionamento cargas, de maneira eficiente. Para tanto, é desejável encontrar um padrão de carregamento ótimo para unidade geradora (GMG à diesel) e de carga/descarga para cada armazenador de energia.

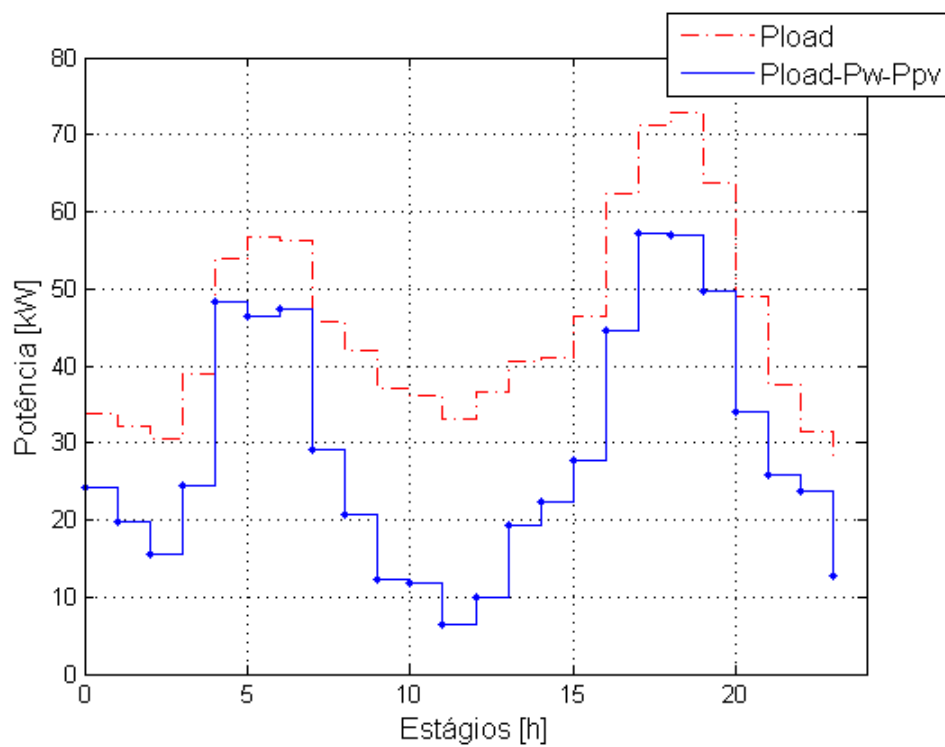
As gerações eólica e solar, mostrada no Gráfico 2, supriram apenas parte da carga. Sendo assim, essa demanda não atendida pela oferta renovável, exibida no Gráfico 3, foi gerenciada pelo algoritmo.

Gráfico 2 - Geração oriunda de fontes renováveis



Fonte: produção da própria autora.

Gráfico 3 - Perfil de carga a ser otimizado



Fonte: produção da própria autora.

Considerou-se que o estado de carga inicial das baterias é 50% e que o estado de carga no final do período deve ser igual ou superior ao inicial. Assume-se que quando a demanda é inferior a potência contida na bateria, disponível ser transferida pelo inversor, o gerador é desligado. O carregamento da bateria é feita de forma a contribuir para o fator de carregamento do gerador, visando aumentar a eficiência do mesmo no estágio em questão.

Assim, para implementação da PD foram consideradas as seguintes restrições:

- toda potencia gerada deve se consumida ou armazenada, conforme a Equação (3.1). Convencionou-se que a potência é positiva quando consumida e negativa quando está sendo injetada no sistema:

$$P_{g(k,s)} + P_{bat(k,s)} + P_{load(k)} + P_{pv(k)} + P_{w(k)} = 0 \quad (3.1)$$

Na qual, $P_{bat(k,s)}$ é a potência fornecida/absorvida para bateria e $P_{g(k,s)}$ é a potência fornecida pelo GMG, no estágio s do estado k ; $P_{load(k)}$, $P_{pv(k)}$ e $P_{w(k)}$ representam as potências requerida pela carga, geradas pelos painéis fotovoltaicos e turbina eólica, respectivamente, no estágio k .

- o banco de baterias tem um limite máximo tanto para a carga, como exposto na Equação (3.2), quanto para a descarga; estando esse restrito à potencia do inversor:

$$P_{mín} \leq P_{bat(k,s)} \leq P_{máx} \quad (3.2)$$

- as baterias não deve descarregar (carregar) além do SOC mínimo (máximo), tal como na Equação (3.3):

$$SOC_{mín} \leq SOC_k \leq SOC_{máx} \quad (3.3)$$

São considerados estados válidos, apenas aqueles que atendam a todas as restrições.

A fim de tomar modelagem menos complexa, assumiu-se que:

- as unidades armazenadoras (quando injetando potência na rede), as fontes solar e eólica operam sem custo;

- a carga e descarga dos elementos armazenadores são controláveis, bem como a potência de saída do gerador;
- as perdas de distribuição são desconsideradas.

Definiu-se que:

- Número de estágios: $N = 24$;
- Estágio – intervalo de 1 hora: $k = (1, 2, 3, \dots, N)$;
- Estado (s) – nível de carga da bateria: $SOC = (0; 2,5; 5; 7,5; 10; 12,5; \dots; 100\%)$;
- Variável de decisão (x_k) – potência transferida pelo inversor bidirecional (fluxo de energia da bateria): $Inversor = (-100; -90, \dots, -10, 0, 10, \dots, 90, 100\%)$;

A expressão utilizada para calcular o custo total acumulado até o estado s do estágio k é dado pela Equação (3.4):

$$\begin{aligned} f_k(s, x_k) &= \text{custo imediato (estágio } k) + \text{custo futuro mínimo (estágio } k+1 \\ &\quad \text{em diante)} \\ &= c_{s,x_k} + f_{k+1}^*(x_k) \end{aligned} \quad (3.4)$$

Por conseguinte, o custo imediato de cada estado foi definido como Equação (3.5):

$$\begin{aligned} c_{s,x_k} &= \begin{cases} 0, & \text{se Gerador desligado} \\ \text{Custo}_{diesel} \times \left(conv \times \left(P_{bat(k,i)} \cdot h + Demanda_{(k)} \cdot h + Perda \right) + Gerador_{vazio} \cdot h \right), & \text{se Gerador ligado} \end{cases} \end{aligned} \quad (3.5)$$

Na qual:

- o custo do diesel foi considerado como 3,828 [R\$/l].
- $conv$ é dado em [l/kWh]. Esse é obtido relacionando o fator de carregamento do gerador (FC), calculado como na Equação (3.6), e o consumo de combustível, por hora, em função do carregamento, no modo contínuo.

$$FC_{(k,i)} = \begin{cases} \frac{Demanda_{(k)} + P_{bat(k,i)}}{Potencia \text{ do Gerador}}, & \text{se } P_{bat_{k,i}} > 0 \\ \frac{Demanda_{(k)}}{Potencia \text{ do Gerador}} & \text{se } P_{bat_{k,i}} \leq 0 \end{cases} \quad (3.6)$$

- $Perda$ é a perda proporcional ao fluxo do inversor.

Partindo da caracterização e modelagem dos componentes do sistema, e uma vez definidas as restrições, é possível formular a função de objetivo.

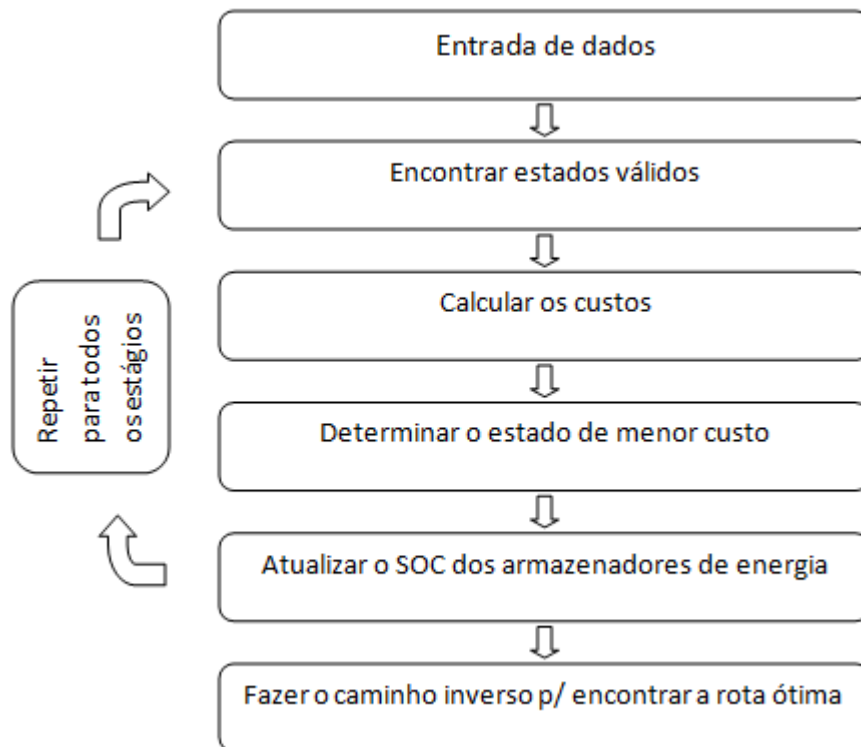
A expressão utilizada para calcular o custo mínimo acumulado até o estado s do estágio k é dado pela Equação (3.7):

$$\begin{aligned} f_k^*(s) &= \min_{\{x_k\}} [f_k(s, x_k)] \\ &= \min_{\{x_k\}} [c_{s,x_k} + f_{k+1}^*(x_k)] \end{aligned} \quad (3.7)$$

na qual c_{s,x_k} é o custo operacional do estado s do estágio k ; e $f_{k+1}^*(x_k)$ é o menor custo operacional acumulado até o estágio $k+1$.

A implementação da PD no *Matlab* foi feita como mostrada no diagrama de blocos mostrado na Figura 21.

Figura 21 - Fluxograma simplificado do programa



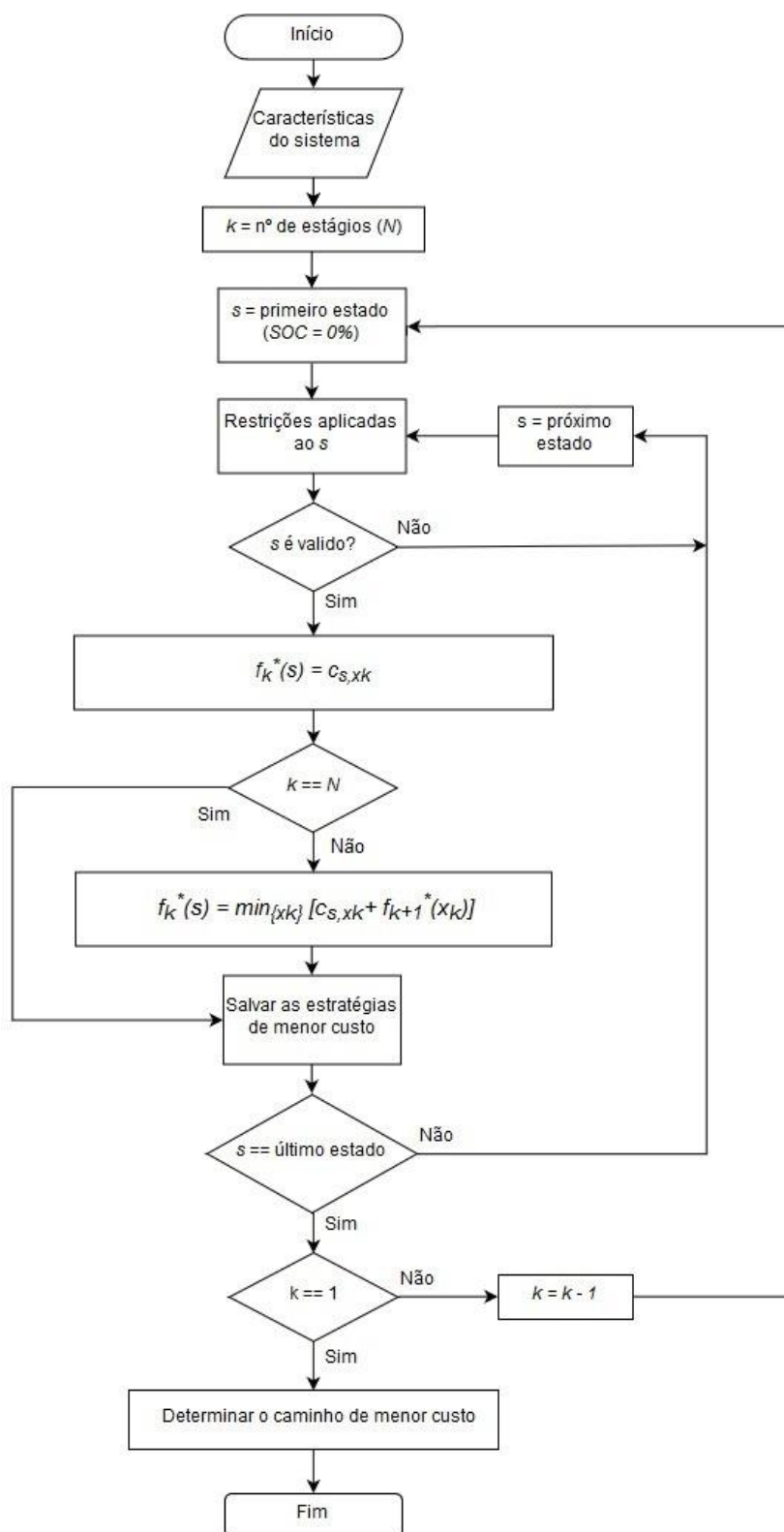
Fonte: NGUYEN, 2012, modificada pela própria autora.

Os pontos principais do código, representados no fluxograma, são:

1. Determinação dos estados válidos: em cada período, as restrições são utilizadas para determinar os estados (SOC's) válidos.
2. Determinação dos custos: uma vez o estado sendo identificado como válido, investiga-se os padrões de carga/descarga da bateria (variável de decisão x_k) aplicáveis as limitações da bateria, e calcula-se o custo operacional associado a cada um.
3. Encontrar a sub-rota de menor custo: determinam-se o estado e sua respectiva variável de decisão que gerem o menor custo operacional no o estágio atual.
4. Atualização do SOC da unidade armazenadora de energia, para o estágio seguinte.
5. Encontrar a rota de ótima: Uma vez determinados os menores custos de cada estágio, encontra-se a caminho de menor custo, ou seja, a solução ótima do problema.

Assim temos um fluxograma detalhado do programa na Figura 22.

Figura 22 - Fluxograma detalhado do algoritmo da PD feito no *Matlab*

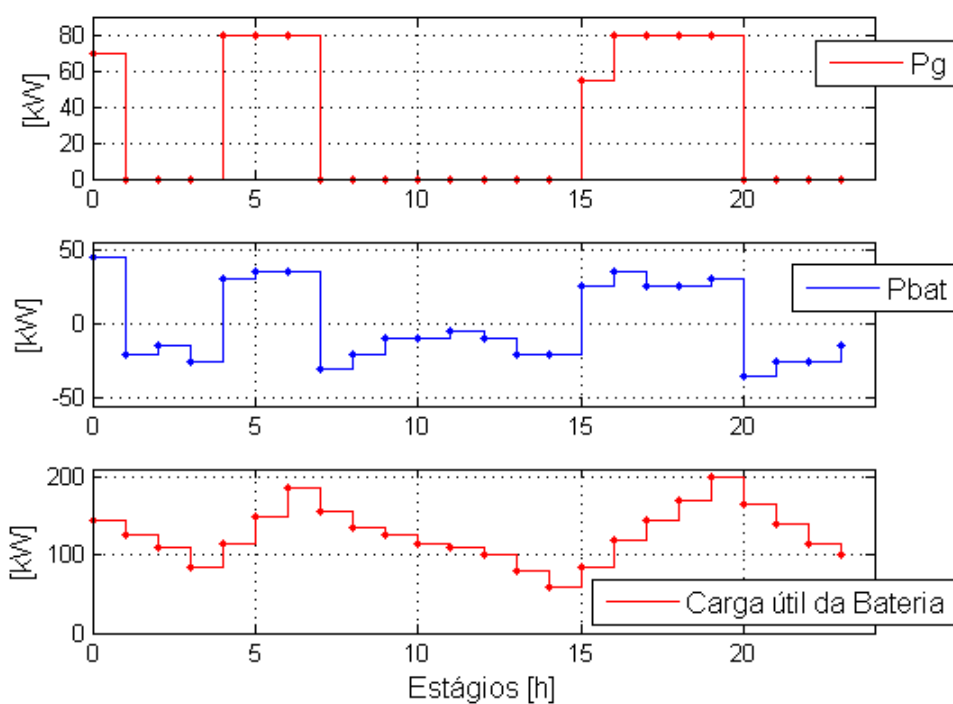


Fonte: produção da própria autora.

4 RESULTADOS

Assim estabeleceu-se um manejo dos ciclos de carga/descarga das baterias, visando trabalhar com o grupo gerador num ponto de operação, no qual a relação R\$/kW seja a menor possível, ou seja, o ponto de melhor rendimento. Assim, no Gráfico 4, têm-se as potências gerada pelo GMG, a que flui pelo inversor bidirecional (inserida ou retirada do banco de baterias) e a armazenada na bateria a cada hora.

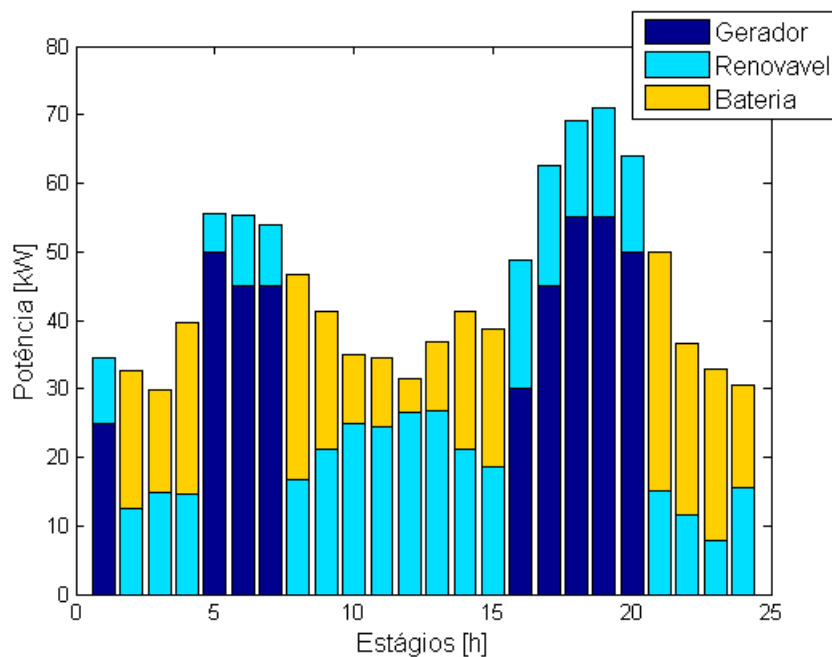
Gráfico 4 - Comportamento do sistema com gerenciamento



Fonte: produção da própria autora.

O Gráfico 5 apresenta a demanda total do sistema, indicando a contribuição de potência de cada fonte: produzida pelas fontes renováveis, gerada pelo grupo motogerador e o despachada pela bateria.

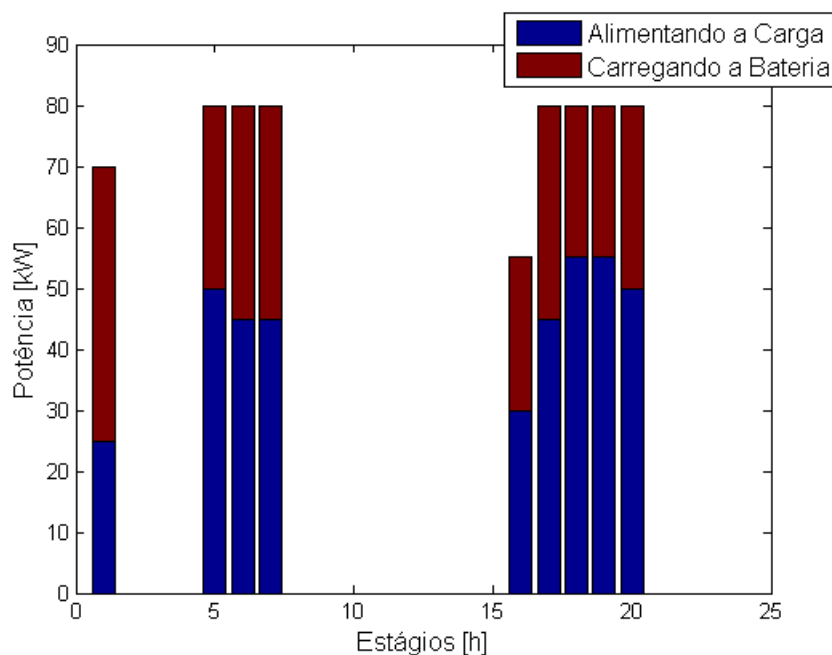
Gráfico 5 - Demanda total previstas atendida por gerador, fontes renováveis e bateria, no sistema com gerenciamento



Fonte: produção da própria autora.

Estando ligado o gerador, além de alimentar a carga, também carrega o banco de baterias, sempre que possível, tal como demonstrado no Gráfico 6. No qual constata-se que o gerador permanece desligado por 15 das 24 horas analisadas.

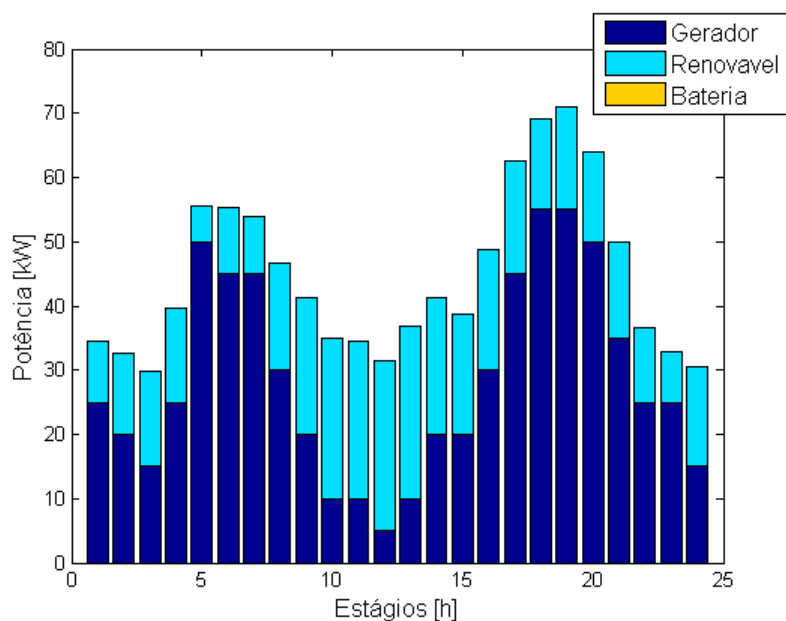
Gráfico 6 - Demanda vista pelo gerador



Fonte: produção da própria autora.

A fim de obter um parâmetro de comparação, a planta foi simulada no *Matlab*, sem o gerenciamento. Obteve-se assim o Gráfico 7.

Gráfico 7 - Demanda total previstas atendida pelo gerador, fontes renováveis e bateria, no sistema sem gerenciamento



Fonte: produção da própria autora.

Nota-se que no sistema não otimizado o gerador está ligado durante todo o tempo e que não variação no estado de carga da bateria, pois não há um controle inteligente ordenando seu carregamento e a potência armazenada não é requerida pela carga.

Então, a partir das simulações é possível fazer um comparativo entre o sistema com e sem gerenciamento, mostrado na Tabela 3:

Tabela 3 - Consumo de diesel e custo de operação da planta para o sistema com e sem gerenciamento

	Com Gerenciamento	Sem Gerenciamento	Economia	Economia Porcentual
Consumo de diesel [l]	267,60	332,75	65,15	19,78%
Custo de operação da planta [R\$]	1.024,40	1.273,80	249,39	

Fonte: produção da própria autora.

5 CONCLUSÕES

Foi realizado o estudo acerca do escalonamento ótimo de carregamento/descarregamento dos armazenadores de energia, partindo de uma previsão de demanda e de geração de fontes renováveis, tendo como indicador de desempenho o litro do diesel, consumido pelo grupo gerador no atendimento das cargas. Por meio de um algoritmo de Programação Dinâmica implementado no *Matlab*, foi possível encontrar esse escalonamento ótimo, visando a reduzir os custos, diretos e indiretos, de operação da planta.

No período de 24 horas, houve uma redução de 65 litros no consumo de diesel, representando uma economia de 19,78%, quando é feita a comparação entre o sistema com e em gerenciamento. Assim, há um barateamento na operação da planta, não só pelo menor desembolso para aquisição do combustível, mas também pelo decréscimo dos custos relacionados a seu transporte e armazenamento, dado que planta localiza-se uma área isolada. A otimização permitiu também o desligamento do grupo gerador por 15 horas, o que possibilita a atenuação de seu desgaste, resultando em menos manutenções do equipamento. A diminuição do consumo de diesel também resulta numa menor emissão de poluentes, como o dióxido de carbono (CO_2).

É importante salientar que a economia poderia ser maior ou menor em função das curvas de demanda e oferta renovável previstas, variando com as características do período analisando.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2005. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_eolica/6_4.htm>. Acesso em: jun. 2016.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: jun. 2016.

_____. **Resolução Normativa 414**: Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. 2010 (Diário Oficial de 15 de set. 2010, seção 1, p. 115). Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: jul. 2018.

ALTERNATIVE ENERGY TUTORIALS. **Atlas Solar Cell I-V Characteristic and the Solar Cell I-V Curve**. Disponível em: <<http://www.alternative-energy-tutorials.com/energy-articles/solar-cell-i-v-characteristic.html>>. Acesso em: jul. 2018.

CAMPELLO, R. E. **Programação Dinâmica**: Determinística e Estocástica. In: Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 34., 2002, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.pucrs.br/ciencias/viali/graduacao/po_2/literatura/pdinamica/monografias/arq0225.pdf>. Acesso em: jul. 2018.

CARREIRAS, J. M. P. **Sistema híbrido de produção de energia para sistema de comunicações rádio**. 2013. Projeto (Mestrado em Sistemas de Energias Renováveis) - Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Instituto Politécnico de Viana do Castelo, Viana do Castelo, 2013. Disponível em: <<http://docplayer.com.br/4512805-Sistema-hibrido-de-producao-de-energia-para-sistema-de-comunicacoes-radio.html>>. Acesso em: jun. 2016.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO / CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perguntas Frequentes (FAQ) Solar**. 2014; Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&catid\[\]=2&catid\[\]=5](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&catid[]=2&catid[]=5)>. Acesso em: jun. 2016.

_____. **Tutorial de Energia Eólica e Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. 2014; Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutoriais>. Acesso em: jun. 2018.

CHAUHAN, A.; SAINI, R.P. A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications: configurations, storage options, sizing methodologies and control. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 38, p. 99-120, 2014;

CHRISTO, T. M.; FARDIN, J. F.; SIMONETTI, D. S. L.; ENCARNÇÃO, L. F.; ALVAREZ C. E. Design and analysis of hybrid energy systems: The Brazilian Antarctic Station. **Renewable Energy**, n. 88, p. 236-246, 2016.

COUTINHO, P. C. **O ONS e a operação do sistema nacional - SIN**. [S.l.], 2010.

CUMMINS. **Grupos Geradores acionados por Motor Diesel: C100D6**. 2011; Disponível em: <http://www.cumminspower.com.br/pdf/spec-sheets/6B/PT/60Hz/C100D6_PT_Rev08.pdf>. Acesso em: jul. 2018.

ENERCON, **Produtos**. Wobben Windpower. 2016; Disponível em: <<http://www.wobben.com.br/produtos/importados/e-70-e4-2300-kw/>>. Acesso em: jun. 2018.

FOTOVOLTEC, **Sistemas Fotovoltaicos**. Energia Fotovoltaica. 2015; Disponível em: <<http://www.fotovoltec.com.br/front/tecnologia>>. Acesso em: jun. 2016.

GUPTA, A.; SAINI, R.P.; SHARMA, M.P. Modelling of hybrid energy system - Part II: Combined dispatch strategies and solution algorithm. **Renewable Energy**, n. 36, p. 466-473, 2011.

KÁDÁR, P. **Energy on the roof**. In: Romanian-Hungarian joint symposium on applied computational intelligence, 3., 2006, Timisoara. SACI proceedings, 2006 [Timisoara, Romania], p. 343-52.

KAGAN, N.; SCHMIDT, H. P.; OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, H. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. 1. ed. São Paulo: Blucher. 2009.

LIMA, M. R. **Uso da energia eólica como fonte alternativa para solucionar problemas de energia e bombeamento de água subterrânea em locais isolados**. 2009. Trabalho de conclusão de curso (Pós-Graduação Lato Sensu em Fontes Alternativas de Energia) - Departamento de Engenharia, Universidade Federal de Lavras, Lavras, Minas Gerais, 2009. Disponível em: <<http://www.solenerg.com.br/files/tccmarisarodrigues.pdf>>. Acesso em: jun. 2016.

HILLIER, F.S; LIEBERMAN, G. J. **Introdução a pesquisa operacional**. 9 ed. . Porto Alegre: AMGH. 2013.

LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência. 2004.

MARQUES, M. S. **Metodologia para modelagem de curvas típicas de Demanda elétrica utilizando redes neurais artificiais considerando variáveis climáticas**. 2014. Trabalho de conclusão de curso (Pós-Graduação stricto sensu em engenharia elétrica) - Universidade Federal do Pampa, Alegrete, Rio Grande do Sul, 2014. Disponível em: <http://cursos.unipampa.edu.br/cursos/ppgee/files/2015/03/Disserta%C3%A7%C3%A3o_Martinho_Marques.pdf>. Acesso em: jul. 2018.

MEZAROBÁ, M. **Processamento da Energia Eólica**. 2016; Disponível em: <http://www.joinville.udesc.br/portal/professores/mezaroba/materiais/Aula_9_Slides_Procессamento_da_energia_e_lica.pdf>. Acesso em: jun. 2018.

MORAIS, H.; KÀDÀR, P.; FARIA, P.; VALE, Z.A.; KHODR, H.M. Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming. **Renewable Energy**, n. 35, p. 151-156, 2010.

MOREIRA, C. C. L. **Identification and Development of Microgrids Emergency Control Procedures**. 2008. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Disponível em: <<https://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/11250>>. Acesso em: jun. 2018.

NGUYEN, T. A.; CROW, M. L. Optimization in energy and power management for renewable-diesel microgrids using dynamic programming algorithm. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE, 2012, Bangkok. **Cyber Technology in Automation, Control and Intelligent Systems**. IEEE, 2012. p. 11-16.

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

SANSEVERINO E. R.; Di SILVESTRE, M. L.; IPPOLITO, M. G.; PAOLA, A.; RE, G. L. An execution, monitoring and replanning approach for optimal energy management in microgrids. **Exergy**, n 36, p. 3429-3436, 2011.

SILVA, G. A. T. **Modos de operação de uma microrrede de baixa tensão baseada em inversores de potência**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória.

UNIVERSOLAR, Aquecedores Solares. **Energia Fotovoltaica**. 2016; Disponível em: <http://www.universolar.com.br/energia_fotovoltaica.php>. Acesso em: jun. 2016.

YAHYAOU, I.; GHRAIZIO, R.; TADEO, F. Operational cost optimization for renewable energy microgrids in Mediterranean climate. In: INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY CONGRESS, 7., 2016, Hammamet. **IEEE**, 2016. p. 1-6.

APÊNDICE A

```
% ..... Projeto de Graduação .....
%
% Roberta dos Santos Valadares
% UFES/2018
%
%
% Programação Dinâmica
%
%
% Dada a demanda de energia elétrica e a oferta renovável (Solar e Eólica),
% calcule o valor ótimo de operação da bateria ao longo do dia para que o
% consumo de diesel no final do período seja mínimo.
%
% Considerar que o estado de carga inicial das baterias é 50% e que o
% estado de carga no final do período deve ser igual ou superior.
% Convencionar potência positiva como sendo consumida e potência negativa
% como sendo gerada.
%
% .....

% Inicialização
clc, clear all, close all;

%Ofertas (normalizadas) e Demanda elétrica (kW) esperadas ao longo de 24 horas:
OfertaSolar=[0;0;0;0;0.00402982823291849;0.00981659822042946;0.225060879170375;0.40
3360165059437;0.546916581012174;0.771641559816290;0.906734208573559;0.9385159349237
57;0.853534176753409;0.358707347217643;0.285386690583058;0.253725949298388;0.183131
484944858;0;0;0;0;0;0;0];
OfertaEolica=[0.212350000000000;0.278716666666667;0.328950000000000;0.3251833333333
33;0.124200000000000;0.229233333333333;0.149016666666667;0.281466666666667;0.349983
333333333;0.384016666666667;0.343350000000000;0.381416666666667;0.406300000000000;0
.393150000000000;0.350600000000000;0.360766666666667;0.351150000000000;0.3115833333
33333;0.355150000000000;0.309483333333333;0.333083333333333;0.258766666666667;0.174
650000000000;0.345500000000000];
DemandaEletrica_rural=0.75.*[45; 43; 40.58862089; 52; 72; 75.64668038; 75.13987553;
60.96204651; 55.9185035; 49.56476558; 48.31986338; 44; 48.96553453; 54;
54.68008628; 62; 83; 95; 97.2852237; 84.848991; 65.3456824; 50; 42; 37.62900816];

% ----- Características das Fontes -----
% Gerador a diesel (C100D6 - Cummins):
S_Ger = 90; % [kVA]
PotGer = 80; % [kW]

% Sistema Renovável:
PotEol=45; % [kW]
PotSol= 10; % [kW]
%
% Banco de Baterias:
Inversor = 50; % [kW]
CapBat= 200; % [kWh]
% Profundidade máxima de descarga = 30%

% =====

Num_Estagios = length(DemandaEletrica_rural); %
número de estágios

OS=OfertaSolar';
OE=OfertaEolica';
```

```

PB = Inversor/100;
CB = CapBat/100;

Demanda_total=DemandaEletrica_rural';
PotRenovavel= (PotSol.*OS)+(OE.*PotEol);
D = Demanda_total - PotRenovavel;
Demanda = 5*round(D/5);

SOC_min = 30; % SOC (estado de carga) mínimo da Bateria [%]
SOC_max = 100; % SOC (estado de carga) máximo da Bateria [%]
SOC_entrada = 50; % SOC (estado de carga) da Bateria no 1o
estágio [%]
INV_min = -100; % valor máximo de carregamento da bateria
admitido pelo Inversor
INV_max = 100; % valor máximo transferido à carga admitido
pelo Inversor

Gerador_vaz = 5; % custo de op do Gerador a vazio [R$/T]
Gerador_on_off = 0; % indica o status do Gerador: 0-
desligado, 1-ligado
Perda_inv = 0.1; % Custo da perda no inversor por kW
"transmitido"
preco_diesel = 3.828; % custo do diesel por litro [R$/l] %
%Carreg_Consumo = [0.25, 7 ; 0.5, 14; 0.75, 17; 1, 23]; % C80D6
Carreg_Consumo = [0.25, 7, 0.4; 0.5, 12, 0.4; 0.75, 18, 0.323; 1, 24, 0.328];
% modo load estimado C100D6

Passo_de_Pot_SOC = 2.5; % variação entre estados consecutivos
de soc
Passo_de_Pot_INV = 10; % variação entre estados consecutivos
de inversor

inv = (INV_min:Passo_de_Pot_INV:INV_max); % colunas da matriz --> -100:10:100
(Estados do Inversor):
% 10 ~ 100: carregando a bateria
% 0
% -100 ~ -10: alimentando a rede c/bat)
% bat)

soc = (0:Passo_de_Pot_SOC:SOC_max); % linhas da matriz --> 0:10:100 (Estado
de carga da Bateria)

lin=0; col=0;

M=length(soc); N=length(inv); % dimensões da matriz: M=41; N=21;
% SOC[0~100%] X Inversor[-100~100], passo=10

mat_Acum = Inf(M,N,Num_Estagios); % Matriz que a contem o consumo de
diesel acumulado em cada estágio k

Litro_hora = Inf(M,N,Num_Estagios);

SOC_inicial = zeros(1,Num_Estagios);
SOC_next = zeros(1,Num_Estagios);

lin_soc_next=0;
Linha_menor_custo=zeros(1,N);
Menor_custo_L=0;

Saltos_info = zeros(3,Num_Estagios); % matriz que a contem o SOC, o estado
do

```

```

                                % Inversor e o status do Gerador a cada salto
entre
                                % os estágios, para o menor custo

soc_ini=SOC_entrada;
soc_fin=0;
P_car = zeros(1,Num_Estagios);
P_descar= zeros(1,Num_Estagios);
PotGerador = zeros(1,Num_Estagios);
Pbat = zeros(1,Num_Estagios);
Carga_atend_Ger = zeros(1,Num_Estagios);
horas=zeros(1,Num_Estagios);
%CUSTO=0;

L = zeros(1,Num_Estagios);
L_Diesel_total=0;
Graf = zeros(Num_Estagios, 4);
Ger = zeros(Num_Estagios, 2);
t = zeros(1,Num_Estagios);
%arredondamento=D-Demanda;

for k = Num_Estagios:-1:1          % Interação por estágio

    for SOC = 0:Passo_de_Pot_SOC:SOC_max      % Interação por SOC (linhas da
matriz) -> 0:10:100

        SOC_inicial(k) = SOC;
        lin = find(soc==SOC);

        for INV = INV_min:Passo_de_Pot_INV:INV_max % Interação pelo estado do
Inversor (colunas da matriz) -> -100:10:100

            Pot_INV = INV*PB;
            SOC_next(k) = ((CB*SOC_inicial(k)) + Pot_INV)/CB;      % O SOC de saída
do estágio é dado SOC inicial + estado do inversor
            col = find(inv==INV);

            % RESTRIÇÃO 1: verifica se o SOC é permitido (se está acima do Mínimo)
            if (SOC_inicial(k)>=SOC_min)
                if k==1          % o primeiro estagio tem
SOC_entrada previamente especificado
                    if SOC_inicial(k)<SOC_entrada;
                        continue
                    end
                end

                if k ~= Num_Estagios          % limitante o SOC de saída (o
final) do estágio
                    soc_final_minimo = SOC_min;
                else
                    soc_final_minimo = SOC_entrada;
                end

                % RESTRIÇÃO 2: verifica se SOC de saída é admitido pelo próximo
estágio
                if SOC_next(k) >= soc_final_minimo

                    % RESTRIÇÃO 3: verifica se SOC de saída respeita o limite
máximo da bateria
                    if SOC_next(k) <= SOC_max

                        % RESTRIÇÃO 4: verifica se o fluxo de potencias está

```

```

potência                                % equilibrado (o inversor não pode transmitir à carga
% maior que a demanda.
if (-Demanda(k) <= Pot_INV) && ((Demanda(k)+Pot_INV)<=PotGer)

verifica o status do gerador            if (INV<0) && (Demanda(k)==abs(Pot_INV)) %
Gerador_on_off = 0;

else

Gerador_on_off = 1;
if INV>0
FC = (Demanda(k)+Pot_INV)/PotGer;
else
FC = Demanda(k)/PotGer;
end

for fator = 1:1:4
if FC <= Carreg_Consum(fator,1)
l_kW =
Carreg_Consum(fator,2)/(PotGer*Carreg_Consum(fator,1));
conv = (preco_diesel * l_kW);
break
else
continue
end
end

end

% MATRIZ de custo acumulado por estágio
Litro_hora(lin,col,k) =
Gerador_on_off*(l_kW*(Pot_INV+Demanda(k)+(abs(INV)*Perda_inv)))+Gerador_vaz);

mat_Acum(lin,col,k) =
preco_diesel*Litro_hora(lin,col,k);

% atualiza a MATRIZ de custo acumulado se as
% restrições forem atendidas
if k ~= Num_Estagios % para um
k<Num_Estagios a matriz de custo é atualizada com o custo do estágio anterior
lin_soc_next = find(soc==SOC_next(k)); %
verifica o índice da linha correspondente ao valor do SOC de saída
Linha_menor_custo = mat_Acum(lin_soc_next,:,k+1);
% extrai, da matriz de custo acumulado obtida na interação anterior, a linha com o
SOC correspondente
Menor_custo_L = min(Linha_menor_custo); %
verifica o menor valor

mat_Acum(lin,col,k) = mat_Acum(lin,col,k) +
Menor_custo_L;

end
end
end
% ----- FIM r3 -----

```

```

        end
        % ----- FIM r2 -----
    end
    % ----- FIM r1 -----
end

    if k==1 % limita o SOC da matriz do primeiro
estágio ao SOC especificado para entrada
        if SOC == SOC_entrada
            break
        end
    end

end

end
end

A = mat_Acum(:, :, 1);
[Cust_min, I] = min(A(:));
[I_lin, I_col] = ind2sub(size(A), I);

for x = 1:Num_Estagios

    if x==1
        Indice_soc_MCx = I_lin;
        Indice_inv_MCx = I_col;
        soc_ini(x) = SOC_entrada;
    else
        soc_ini(x) = soc_fin;
        Indice_soc_MCx = find(soc==soc_ini(x));
        L_MCx = mat_Acum(Indice_soc_MCx, :, x); % extrai, da matriz de custo
        % acumulado obtida na interação anterior, a linha com o SOC correspondente
        [Val, Indice_inv_MCx] = min(L_MCx(:));
    end

    INV_estado_atual=inv(Indice_inv_MCx);
    soc_fin = (CB*soc_ini(x) + INV_estado_atual*PB)/CB;

    Pbat(x)=INV_estado_atual*PB;
    PotGerador(x)= Demanda(x) + Pbat(x);
    t(x)=x-1;

    if INV_estado_atual>=0
        P_car(x) = Pbat(x);
        G=1;
    else
        P_descar(x) = Pbat(x);
        G=0;
    end

    Carga_atend_Ger(x)= G*(Demanda(x)+P_descar(x));

    L(x)=Litro_hora(Indice_soc_MCx,Indice_inv_MCx,x);
    L_Diesel_total = L_Diesel_total + L(x);
    %CUSTO=(L(x)*preco_diesel)+CUSTO;

    horas(x)=G;

    Saltos_info(1,x) = INV_estado_atual; % indica o estado do Inversor
    Saltos_info(2,x) = soc_fin*CB; % indica a potencia na bateria na saída do
estágio
    Saltos_info(3,x) = soc_fin; % indica o SOC de saída do estágio

```



```

    Graf(x,1)=Carga_atend_Ger(x);
    Graf(x,2)=PotRenovavel(x);
    Graf(x,3)=abs(P_descar(x));

    Ger(x,1)=Carga_atend_Ger(x);
    Ger(x,2)=P_car(x);

end

L_Diesel_total
Cust_min;
horas_Ger_deslig=(Num_Estagios - sum(horas))

% ===== Fim da PD =====
% % figure(10)
% % y3 = Demanda_total; stairs(t,y3,'k')
% % xlabel('Estágios [h]','FontSize',12), ylabel('Potência [kW]','FontSize',12),
% % xlim([0 24])
% % title ('Demanda total'),grid
% % hold on; scatter(t,y3,'.k')

figure(1)
subplot(3,1,1); stairs(t,Demanda_total,'k')
ylabel(' [kW]','FontSize',12), xlim([0 24])
legend({'Pload'},'FontSize',12),grid,
hold on; scatter(t,Demanda_total,'.k')
subplot(3,1,2); y1 = OS.*PotSol; stairs(t,y1,'r'), xlim([0 24])
ylabel(' [kW]','FontSize',12), legend({'Ppv'},'FontSize',12), grid, %title('Ofertas
renováveis e demanda previstas')
hold on; scatter(t,y1,'.r')
subplot(3,1,3); y2 = OE.*PotEol; stairs(t,y2), xlim([0 24])
xlabel('Estágios [h]','FontSize',12), ylabel(' [kW]','FontSize',12),
legend({'Pw'},'FontSize',12), grid
hold on; scatter(t,y2,'.b')

figure(2)
stairs(t,y2,'-.'); xlim([0 24])
hold on
stairs(t,y1,'m--'); xlim([0 24])
stairs(t,PotRenovavel,'g'); xlim([0 24])
hold on
xlabel('Estágios [h]','FontSize',12), ylabel('Potência [kW]','FontSize',12)
legend({'Pw','Ppv','Pw + Ppv'},'FontSize',12),grid
hold on; scatter(t,PotRenovavel,'.g')
%title('Oferta renovável prevista')

figure(3)
stairs(t,Demanda_total,'r-.'); xlim([0 24])
hold on
stairs(t,D); xlim([0 24])
xlabel('Estágios [h]','FontSize',12), ylabel('Potência [kW]','FontSize',12)
legend({'Pload','Pload-Pw-Ppv'},'FontSize',12),grid
hold on
scatter(t,D,'.b')
% title('Demanda a ser otimizada')

figure(4)
subplot(3,1,1); stairs(t,PotGerador,'r'), xlim([0 24]), ylim([0 90])
ylabel(' [kW]','FontSize',12), legend({'Pg'},'FontSize',12), grid
hold on; scatter(t,PotGerador,'.r')
subplot(3,1,2); stairs(t,Pbat), xlim([0 24]), ylim([-55 55])
ylabel(' [kW]','FontSize',12), legend({'Pbat'},'FontSize',12), grid
hold on; scatter(t,Pbat,'.b')

```

```
subplot(3,1,3); y5=Saltos_info(2,:);
stairs(t,y5,'r'), xlim([0 24]), ylim([0 210])
ylabel(' [kW]', 'FontSize',12), xlabel('Estágios [h]', 'FontSize',12), legend({'Carga
útil da Bateria'}, 'FontSize',12), grid
hold on; scatter(t,y5,'.r')
```

```
figure(5)
bar(Graf,'stacked','FaceColor','flat');
xlabel('Estágios [h]', 'FontSize',12), ylabel('Potência [kW]', 'FontSize',12)%,
title('Sistema com gerenciamento')
legend({'Gerador', 'Renovavel', 'Bateria'}, 'FontSize',12)
```

```
figure(6)
bar(Ger,'stacked','FaceColor','flat'), ylim([0 90]);
xlabel('Estágios [h]', 'FontSize',12), ylabel('Potência [kW]', 'FontSize',12)%,
title('Demanda vista pelo gerador')
legend({'Alimentando a Carga', 'Carregando a Bateria'}, 'FontSize',12)
```

```
%----- Planta não otimizada -----
```

```
mat_Custo_2 = Inf(1,Num_Estagios); % Matriz que a contem o consumo de
diesel acumulado em cada estágio k
```

```
Litro_hora_2 = Inf(1,Num_Estagios);
```

```
SOC_inicial_2 = zeros(1,Num_Estagios);
SOC_final = zeros(1,Num_Estagios);
Carga_Bat=zeros(1,Num_Estagios);
Carga_Rejeit=zeros(1,Num_Estagios);
PotGerador_2=zeros(1,Num_Estagios);
Graf_2 = zeros(Num_Estagios, 4);
```

```
for h = 1:Num_Estagios
```

```
    if h==1
        SOC_inicial_2(h) = SOC_entrada;
    else
        SOC_inicial_2(h) = SOC_final(h-1);
    end
```

```
    if Demanda(h) <= PotGer
        Carga_Bat(h)=0;
        Carga_Rejeit(h)=0;
        SOC_final(h) = SOC_inicial_2(h);
```

```
        if SOC_inicial_2(h)<=SOC_min
```

```
            if PotGer-Demanda(h)<=Inversor
                Carga_Bat(h)=PotGer-Demanda(h);
                SOC_final(h)=(CB*SOC_inicial_2(h) + Carga_Bat(h))/CB;
            end
```

```
        end
```

```
    else
```

```
        if SOC_inicial_2(h)>=SOC_min
            if abs(Demanda(h)-PotGer)<Inversor
                SOC_final(h) = ((CB*SOC_inicial_2(h) + PotGer-Demanda(h))/CB;
                if SOC_final(h) > SOC_min
                    Carga_Bat(h) = PotGer-Demanda(h);
                    Carga_Rejeit(h)=0;
                else
                    Carga_Bat(h) = 0;
                    SOC_final(h)=SOC_inicial_2(h);
```

```

        end
    else
        SOC_final(h) = ((CB*SOC_inicial_2(h)) + Inversor)/CB;
        if SOC_final(h) > SOC_min
            Carga_Bat(h) = -Inversor;
            Carga_Rejeit(h) = Demanda(h)-Inversor-PotGer;
        else
            Carga_Bat(h) = 0;
            Carga_Rejeit(h) = Demanda(h)-PotGer;
            SOC_final(h)=SOC_inicial_2(h);
        end
    end

    end
else
    Carga_Rejeit(h) = Demanda(h)-PotGer;
    Carga_Bat(h)=0;
    SOC_final(h)=SOC_inicial_2(h);
end
end

if Carga_Bat(h)>0
    FC_2 = (Demanda(h)+Carga_Bat(h))/PotGer;
else
    FC_2 = Demanda(h)/PotGer;
end

for fator_2 = 1:1:4
    if FC_2 <= Carreg_Consumo(fator_2,1)
        l_kW_2 = Carreg_Consumo(fator_2,2)/(PotGer*Carreg_Consumo(fator_2,1));
        break
    else
        continue
    end
end

PotGerador_2(h) = Demanda(h)+Carga_Bat(h)-Carga_Rejeit(h);

%                               Custo do estágio

Litro_hora_2(1,h) = l_kW_2*(PotGerador_2(h))+Gerador_vaz;

mat_Custo_2(1,h) = preco_diesel*Litro_hora_2(1,h);

    Graf_2(h,1)= PotGerador_2(h);
    Graf_2(h,2)=PotRenovavel(h);
    Graf_2(h,3)=Carga_Bat(h);
    Graf_2(h,4)=Carga_Rejeit(h);

end

L_Diesel_total_2 = sum(Litro_hora_2)
Cust_min_2 = sum(mat_Custo_2);

figure(7)
bar(Graf_2,'stacked','FaceColor','flat');
hold on
xlabel('Estágios [h]','FontSize',12),ylabel('Potência [kW]','FontSize',12)%,
title('Sistema sem gerenciamento')
legend({'Gerador', 'Renovavel', 'Bateria'},'FontSize',12)
%-----

%                               Comparativo
figure(8)

```

```

subplot(2,1,1); stairs(t,Demanda+Pbat,'b'), xlim([0 24]), ylim([0 90])
ylabel('[kW]', 'FontSize',12), legend({'Pg'}, 'FontSize',12), grid
hold on; scatter(t,Demanda+Pbat, '.b')
subplot(2,1,2); stairs(t,PotGerador_2,'r'), xlim([0 24])
ylabel('[kW]', 'FontSize',12), legend({'Gerador (sem gerenciamiento)'}, 'FontSize',12), grid
xlabel('Estágios [h]', 'FontSize',12)
%, title('Comportamento do gerador com e sem gerenciamiento')
hold on; scatter(t,PotGerador_2, '.r')

Economia_L = L_Diesel_total_2 - L_Diesel_total
Economia_RS = Cust_min_2 - Cust_min

Economia_porcent = 100*Economia_L/L_Diesel_total_2
% .....

```