

Rp

REPORTE

Dirección de Análisis y Estrategias de Energía
Vicepresidencia de Infraestructura

PRINCIPAIS MECANISMOS DE VIABILIZAÇÃO DAS FONTES INTERMITENTES NO SISTEMA ELÉTRICO LATINO- AMERICANO: MEDIDAS OPERACIONAIS E GERAÇÃO FLEXÍVEL

Autor: Mauricio T. Tolmasquim

Principais mecanismos de viabilização das fontes intermitentes no sistema elétrico latino-americano: Medidas operacionais e Geração flexível (2017)

Documento elaborado bajo la coordinación de la Dirección de Análisis y Estrategias de Energía, Vicepresidencia de Infraestructura, CAF.

Mauricio Garrón, Director, Dirección de Análisis y Estrategias de Energía

Albert Ribeiro, Ejecutivo, Dirección de Análisis y Estrategias de Energía

Edición: Dirección Corporativa de Comunicación Estratégica

(*) Com apoio de:

Gabriela Nascimento da Silva* e **Cindy Viviescas****

Mestranda* e Doutoranda** da Universidade Federal do Rio de Janeiro

Título: Principais mecanismos de viabilização das fontes intermitentes no sistema elétrico latino-americano: Medidas operacionais e Geração flexível

Editor: CAF, Vicepresidencia de Infraestructura

Autor: Mauricio T. Tolmasquim

La versión digital de este libro se encuentra en <http://scioteca.caf.com>

© 2017 Corporación Andina de Fomento, todos los derechos reservados

Pequeñas secciones del texto, menores a dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización explícita siempre que se cite el presente documento. Los resultados, interpretaciones y conclusiones expresados en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de su(s) autor(es), y de ninguna manera pueden ser atribuidos a CAF, a los miembros de su Directorio Ejecutivo o a los países que ellos representan. CAF no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no se hace responsable en ningún aspecto de las consecuencias que resulten de su utilización.

Sumário

1.	Introdução.....	6
2.	Medidas Operacionais Destinadas a Integração das Fontes Intermitentes ao Sistema Elétrico	8
2.1.	Regulamentações para uma conexão inteligente de geração renovável na rede elétrica.....	8
2.1.1.	Regulação da potência ativa	8
2.1.2.	Apoio no controle de frequência do sistema.....	9
2.1.3.	Suportabilidade a afundamentos de tensão de curta duração	9
2.1.4.	Controle de potência reativa	9
2.1.5.	Visão geral das possíveis abordagens de controle.....	10
2.1.6.	Centros de controle para gerenciar as energias renováveis.....	10
2.2.	Melhoria da coordenação entre os diferentes subsistemas de um país ou introdução da coordenação entre sistemas de diferentes países.....	11
2.2.1.	Aproveitamento da complementariedade entre recursos renováveis	15
2.2.2.	Redução das barreiras à interligação entre diferentes áreas	17
2.2.3.	Técnicas na transmissão de potência considerando fontes de energia renováveis variáveis.....	18
2.3.	Gerenciamento de Reserva	19
2.4.	Redução do Tempo de Despacho.....	22
2.5.	Melhoria da Previsão	24
2.6.	Conclusão	27
3.	O Papel da Geração Flexível na Integração das Fontes Intermitentes ao Sistema Elétrico.....	29
3.1.	Hidrelétricas	31
3.2.	Usinas termelétricas.....	35
3.2.1.	Termelétricas a gás	39
3.2.2.	Motores a diesel para sistemas isolados	42
3.2.3.	Usinas nucleares.....	44
3.2.4.	Usinas a carvão.....	45
3.2.5.	Usinas com Captura de Carbono.....	47
3.3.	Conclusão	48
	Referências	51

Índice de Figuras

Figura 1: Exemplo da geração total de energia com o aumento da agregação de plantas PV no Sul da Califórnia. Fonte: (Bird & Lew, 2012).	16
Figura 2: Impacto da flexibilidade do sistema na energia vertida. Fonte: (Denholm et al., 2011).	30
Figura 3: Geração de eletricidade nos países da América Latina e Caribe em, 1970, 1990, e 2013. Fonte: BID (2014).....	35
Figura 4: Tempos de partida de cada tecnologia Fonte: Cavados, 2015.	36
Figura 5: Cenário com uma penetração de 25% de energia eólica para Minnesota. Fonte: Bird et al. (2013).....	37
Figura 6: Impactos de uma penetração de 35% de energias renováveis variáveis nas outras usinas do Oeste dos Estados Unidos. Fonte: GE Energy, 2010.	38

Índice de Tabelas

Tabela 1: Avaliação da geração flexível de acordo com os atributos de flexibilidade. Fonte: IEA 2014.....	30
Tabela 2: Características de flexibilidade das termelétricas a gás.	40

1. Introdução

O grande desenvolvimento da energia hidrelétrica na América Latina colaborou para que a sua matriz elétrica pudesse ter a menor intensidade em carbono do mundo. Esta fonte renovável tem sido a mais importante, em termos de geração de energia, desde os anos 1970, e em 2014 representava mais de 51% do total de capacidade instalada da região (BID, 2014).

Em relação às energias renováveis não-convencionais, a penetração destas fontes no geral ainda é reduzida. Elas representam apenas 9% do total da capacidade instalada do sistema elétrico latino-americano. No entanto, esta situação está mudando: a capacidade instalada das fontes renováveis não convencionais mais que dobrou entre 2006 e 2012, passando de 11,3 GW para 26,6 GW (BID, 2014, 2014a). Sendo que, dado os recursos naturais da região e o decréscimo dos custos de capital destas tecnologias, o potencial de crescimento destas fontes ainda é grande.

Entretanto, uma maior penetração das fontes renováveis não-convencionais implica em novos desafios para a operação do setor elétrico, dado que sua geração é variável e parcialmente imprevisível. Mundialmente, a política de introdução de fontes renováveis focou na expansão da capacidade instalada, deixando de lado as questões operativas, como o nível de flexibilidade necessário para manter a estabilidade do sistema ou regulamentações ou procedimentos de rede atualizados que procurem aumentar o controle do sistema de potência. Contudo, atualmente, cada vez mais países têm voltado a sua atenção para as consequências dos altos níveis de participação das fontes não-convencionais de energia para o funcionamento adequado do sistema elétrico e para os mecanismos de integração destas fontes à rede.

Apesar da baixa penetração das fontes não-convencionais de energia na América Latina, alguns países da região já começam a se preocupar com o tema. O Chile, por exemplo, passou por um período de grande expansão de sua capacidade de geração de energia solar fotovoltaica nos últimos anos. Contudo, o planejamento do sistema não atentou para a falta de infraestrutura de transmissão, indispensável para um intercâmbio adequado. O resultado foi que em um período de excesso de energia solar na região Norte do Chile não foi possível escoar a geração, resultando em uma oferta muito superior à demanda. Como consequência, foram praticados preços de energia muito abaixo do usual, diminuindo as receitas marginais das geradoras, o que caso não fosse corrigido, desencorajaria novos investimentos em geração solar fotovoltaica.

Para uma baixa penetração das fontes não-convencionais de energia na rede, a variabilidade destas fontes pode ser gerenciada e as questões operacionais podem ser resolvidas sem maiores complicações (IEC, 2012; IEA, 2014). Todavia, à medida que a penetração das energias renováveis variáveis cresce, suas características intermitentes se tornam um desafio para a operação do sistema.

Como forma de adicionar uma maior fatia de geração renovável, o sistema de energia deve se tornar mais flexível. O termo flexível, neste caso, abrange uma gama de conceitos, desde aspectos técnicos, como responder melhor à variabilidade, até implementações de mercado e medidas relacionadas à regulação (Riesz & Milligan, 2015; Schlachtberger et al., 2016).

Os sistemas elétricos foram projetados para lidar com a variabilidade da carga, a qual é mais previsível e menos dinâmica do que a variabilidade e incerteza adicional imposta pelas energias renováveis. A necessidade constante de balanceamento do sistema, devido a uma matriz elétrica com uma maior participação de geração mais intermitente pode acarretar em custos mais elevados devido a maiores necessidades de energia de reserva, mudanças no despacho e novas infraestruturas de transmissão (Bird & Lew, 2012). Um melhor entendimento de como uma geração com alta variabilidade e imprevisibilidade pode impactar no sistema e a compreensão das melhores práticas de gerenciamento e operação do sistema são fundamentais no caminho de uma matriz elétrica com significativas penetrações de energias renováveis variáveis.

A primeira parte deste relatório abordará a otimização das práticas operacionais do sistema elétrico. Ela pode ser um aliado para contornar os problemas relacionados à intermitência da geração de eletricidade. Algumas dessas práticas, que serão descritas ao longo deste trabalho, são regulamentações necessárias para uma integração inteligente de energia renovável, melhor coordenação entre diferentes sistemas/subsistemas, gerenciamento de reserva, diminuição do tempo de despacho e melhoria da previsão.

Quanto maior a penetração de energias renováveis não-convencionais na rede, maior a variabilidade e, por conseguinte, maior a necessidade não só que a totalidade da geração de energia seja simultaneamente capaz de atender a demanda, e flexível o suficiente para garantir a segurança do sistema elétrico. Para isto, é fundamental dotar o sistema de um conjunto de geradores capazes de responder à variabilidade e à incerteza da carga residual (Denholm et al., 2011, Oree et al., 2017). A segunda parte deste documento tratará dos mecanismos para aumentar a flexibilidade do parque gerador.

2. Medidas Operacionais Destinadas a Integração das Fontes Intermitentes ao Sistema Elétrico

2.1. Regulamentações para uma conexão inteligente de geração renovável na rede elétrica

Altos níveis de geração variável nas redes de transmissão e de distribuição estão mudando o paradigma da operação do sistema elétrico. O novo desafio consiste em controlar os efeitos da injeção desta energia variável mantendo a segurança e a confiabilidade do sistema. Nesse sentido, padrões técnicos de organismos internacionais (como IEC, IEEE, etc.) e códigos de rede de vários países vêm sendo modificados para incluir maiores requisitos de conexão para os sistemas de geração renovável e, assim, diminuir o impacto destas fontes na operação do sistema. A seguir é mostrada uma visão resumida dos principais aspectos técnicos contemplados nas referidas normas.

2.1.1. Regulação da potência ativa

Em alguns países, a grande concentração de geração renovável tem originado congestionamento nos sistemas de transmissão e de distribuição, principalmente nos horários de pico da geração. Para evitar sobrecarregamentos da rede, algumas normas têm optado por limitar a potência ativa que pode ser gerada pelos geradores eólicos e/ou pelos sistemas fotovoltaicos¹.

Além de reduzir a congestão da rede elétrica, o requisito de regulação da potência de saída dos sistemas de geração variável permite ao sistema ter *spinning reserve*, ou seja, capacidade de contribuir no controle de frequência do sistema no caso em que este experimente frequências inferiores à nominal.

¹ A norma Dinamarquesa TF 3.2.5, por exemplo, estabelece três tipos de limitadores para turbinas eólicas conectadas a sistemas de mais de 100 kV: 1) limitação da potência de saída num valor específico, em termos da potência máxima; 2) limitação para manter uma relação fixa entre a potência disponível instantaneamente e a potência entregue à rede e 3) limitação da taxa de variação da potência de saída, que aplica unicamente no caso do aumento de potência (Tsili & Papathanassiou, 2009). Na Alemanha, a partir de 2013 os sistemas com potência nominal menor a 30 kWp devem limitar sua potência máxima a 70% da sua capacidade ou instalar um controle remoto que permita que o operador do sistema comande a potência fornecida à rede. Sistemas com potência nominal maior a 30 kWp devem, obrigatoriamente, utilizar controle remoto (Von Appen et al., 2013). Adicionalmente, no código de transmissão Alemão é estabelecido que a redução de potência do valor inicial ao valor estabelecido como referência pelo operador deve ser efetuada numa taxa de pelo menos 10% do valor nominal por minuto (Berndt et al., 2007).

2.1.2. Apoio no controle de frequência do sistema

Alguns países têm estabelecido o requisito de suporte à frequência da rede nas unidades de geração fotovoltaicas e de geração eólica. De modo geral, o suporte efetuado consiste em diminuir a potência de saída diante de aumentos na frequência, buscando com isto conter o incremento da frequência. Caso o gerador tenha *spinning reverse*, poderia realizar também a função inversa, aumentar a potência fornecida diante de diminuições da frequência do sistema².

2.1.3. “Suportabilidade” a afundamentos de tensão de curta duração

Um requisito comum exigido pelas normas para as usinas de geração intermitente conectadas no sistema de transmissão consiste em que o sistema permaneça conectado à rede diante de afundamentos de tensão por um período de tempo mínimo especificado. Este requisito é conhecido internacionalmente como *Fault Ride Through* (FRT) ou *Low Voltage Ride Through* (LVRT). Observa-se que para o caso brasileiro as usinas eólicas conectadas no sistema de transmissão devem suportar afundamentos com tensão resultante de 20% do valor nominal, no ponto de conexão da rede.

2.1.4. Controle de potência reativa

Em operação de regime, a capacidade de potência reativa que o gerador renovável pode entregar à rede está limitada pelos valores máximos e mínimos do fator de potência requeridos para um determinado nível de tensão. A referência de potência reativa adotada por este gerador pode ser constante, ou pode ser definida de forma a contribuir no controle da tensão no ponto de conexão, aumentando as margens de estabilidade de tensão (ONS, 2016). Como o valor de potência reativa necessário para comandar a tensão da rede depende de características elétricas como a capacidade de curto-circuito e a impedância no ponto de conexão, os códigos de rede comumente permitem que o operador do sistema defina em negociações com o responsável da usina um *set-point* de tensão ou de fator de potência, o mais adequado (Schwarfeger & Santos, 2014)³.

² No Brasil, a norma ABNT 16149 “Sistema fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição” estabelece que para frequências superiores a 60,5 Hz e inferiores a 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve reduzir a potência ativa injetada na rede com uma taxa de variação de -40%/Hz. Em frequências menores de 57,5Hz e maiores a 62 Hz, o sistema deve ser desconectado da rede. Se a frequência da rede ultrapassar 62 Hz, o sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão de 20s (ABNT, 2013).

³ A Norma IEEE 1547 não estabelece nenhuma função de regulação de tensão. A norma IEC 617272 decreta que os sistemas FV devem operar com fator de potência de 0,9 em atraso, ou superior quando a potência de saída for superior a 50% da capacidade nominal. No Brasil, a operadora do sistema elétrico estabelece que as centrais geradoras eólicas e solares devem operar dentro da faixa de fator de potência de 0,95 capacitivo até 0,95 indutivo.

2.1.5. Visão geral das possíveis abordagens de controle

As funções auxiliares anteriormente mencionadas podem ser gerenciadas por três tipos diferentes de hierarquias de controle, descritas brevemente a seguir (Von Appen et al., 2013):

Controle local

Hierarquia de controle mais comum, onde cada unidade geradora realiza seu controle de forma independente, mediante a aquisição das variáveis do sistema, sem utilizar nenhuma rede de comunicação.

Controle descentralizado

Nesta abordagem, um conjunto de unidades geradoras é agrupado numa subestação mediante sistemas de comunicação entre os inversores, de forma que problemas como o sobrecarregamento da rede possam ser controlados. Em sistemas de distribuição, é possível ainda contar com transformadores OLCT (*On Load Tap Changers*) que ampliam a capacidade de inserção de geração intermitente dada sua elevada “controlabilidade”; os transformadores OLCT podem ser incorporados nas redes de controle.

Controle centralizado

Sistemas de controle onde existe comunicação com um posto de comando centralizado, que pode coordenar as diferentes funções auxiliares.

2.1.6. Centros de controle para gerenciar as energias renováveis

A operação confiável do sistema de potência é um serviço essencial. O operador coordena a sua utilização com as instalações de geração monitorando continuamente a estabilidade e segurança no fornecimento de eletricidade. Como mencionado anteriormente, um cenário com forte penetração de energia renovável na matriz elétrica representa um desafio na operação do sistema, dada à dificuldade de conhecer com antecedência e precisão a energia que vai ser gerada pelas usinas renováveis, especialmente as usinas eólicas e solares fotovoltaicas. Uma forma de facilitar a operação do sistema elétrico de potência é através de um centro de controle para gerenciar as energias renováveis.

A Espanha é um exemplo do uso de centros de controle como o mencionado. Com a alta entrada de energias renováveis na matriz energética espanhola (21,85% da potência

Adicionalmente, quando existam variações transitórias de tensão, os procedimentos de rede da ONS exigem que os aerogeradores deem suporte através de injeção de corrente reativa adicional para tensões inferiores a 85%, ou absorção de corrente reativa adicional para tensões acima de 110%.

instalada é energia eólica e 4,4% é solar fotovoltaica), a tarefa de manter a confiabilidade da rede elétrica é complexa (Red Eléctrica de España, 2016).

A operadora do sistema requer das usinas de geração eólica uma quantidade de dados maior do que das unidades de geração convencionais. Esta informação é geralmente composta por tensão, frequência, potência ativa, potência reativa, estado de operação, velocidade e direção do vento e temperatura da máquina, assim como algumas variáveis do sistema de controle local (Duvison, 2007; OSIssoft, 2014). O elevado número de produtores eólicos faz com que a comunicação em tempo real entre os geradores e o operador do sistema seja complexa (Centro de Control para el Régimen Especial, 2009).

Para lidar com esta situação, a Espanha criou no ano 2006 o Centro de Controle de Energias Renováveis (CECRE). O CECRE é uma unidade operativa integrada no Centro de Controle Eléctrico da Espanha que tem como objetivo gerenciar, processar e analisar os dados recebidos de centros de controle ou de usinas de geração renovável instaladas na Espanha, procurando ajudar o operador do sistema elétrico a realizar decisões ótimas no despacho de energia (Red Eléctrica de España, 2010). A Espanha foi o primeiro país a ter todos seus parques eólicos interligados a centros de controle. O CECRE é o único canal de comunicação em tempo real entre os diferentes centros de controle de energia renovável e o operador da rede elétrica. Em 2010, na Espanha, 23 centros de controle trabalhavam como comunicadores entre as usinas de geração e o CECRE (Red Eléctrica de España, 2010).

De acordo com De La Torre et al. (2012) a aquisição e gestão de dados em tempo real das instalações de energia renovável, junto com a comunicação realizada entre as atividades de geração, transmissão e operação tem sido um dos pilares que permitiu que a Espanha chegasse a ter uma alta penetração de energias renováveis. Centros de controle similares ao CECRE operam a sua vez em outros países como Estados Unidos (Chicago, Portland), México e Austrália.

2.2. Melhoria da coordenação entre os diferentes subsistemas de um país ou introdução da coordenação entre sistemas de diferentes países.

Tradicionalmente, os operadores do sistema elétrico de potência mantêm o balanço entre demanda e suprimento de energia dentro de suas fronteiras geográficas, também denominadas como áreas de operação. De forma geral, o operador mantém a estabilidade da rede pre-despachando geradores com antecedência, de forma que possam entrar rapidamente em operação no momento indicado. Adicionalmente, o sistema deve dispor de níveis adequados de reserva, de forma a lidar com mudanças na carga ou variações na geração (Pereira et al., 2014).

A penetração de energia renovável variável aumenta o desafio de adequar a oferta de geração com a demanda do sistema, dada a dificuldade de prever com 100% de certeza a geração de energia elétrica a partir de fontes tais como eólica e solar fotovoltaica. Esta realidade usualmente leva a duas situações: i) o operador pode subestimar a disponibilidade de geração renovável, o que poderia ocasionar: operação dos geradores termelétricos em carga parcial e, portanto, com eficiências inferiores, maiores custos de operação, problemas no controle de tensão do sistema, entre outros, e ii) operadores podem sobrestimar a disponibilidade de geração renovável e não programar a geração adequada para atender a carga, o que pode requerer a partida de geradores flexíveis e rápidos e, conseqüentemente, mais caros ou, em casos extremos, pode exigir cortes de carga. De modo geral, os operadores do sistema combatem esta incerteza ao aumentar as reservas disponíveis, aumentando o custo de operação (Kumar et al., 2012; Troy et al., 2010).

Uma alternativa estudada na literatura focada em diminuir a variabilidade das energias renováveis e os requisitos de reserva é a coordenação entre áreas (*Coordinated Balancing Area*). Tradicionalmente, áreas de operação (que podem ser países ou áreas com operadores individuais) têm capacidade limitada para trocar energia com seus vizinhos. As trocas bilaterais de energia ocorrem, por vezes, mas estas transações devem ser negociadas entre entidades individuais e normalmente muito antes da necessidade real. No entanto, uma cooperação mais dinâmica, como a obtida mediante a coordenação entre as áreas, aumenta a eficiência na operação do sistema e diminui os riscos de déficit como consequência da variabilidade das fontes (Makarov et al., 2010).

O intercâmbio de energia entre sistemas/subsistemas adjacentes é uma das formas de aumentar a flexibilidade de redes elétricas com grande participação de fontes intermitentes de energia.

A coordenação entre áreas confere aos operadores do sistema de potência ferramentas adicionais para acomodar mais facilmente maiores níveis de variabilidade. Um dos principais benefícios da cooperação é a partilha de variabilidade e incerteza. Com a partilha de recursos em regiões geográficas maiores, a variabilidade líquida é tipicamente reduzida, o que pode produzir múltiplos benefícios, incluindo redução dos requisitos de reserva operacional (requerimentos de regulação, de reserva; de acompanhamento da carga- *load following*- e requerimentos de reserva de rampa), redução da sobre-geração e do *curtailment*, e conseqüentemente redução dos custos totais de operação (Benatia et al, 2013). A operação entre áreas pode ser classificada segundo a escala de tempo: i) compartilhamento de reservas, na escala de segundos e minutos, ii) programação coordenada, na escala de minutos até um dia e iii) operação consolidada, na escala de dias (NREL, 2015).

A partilha de reserva entre dois ou mais áreas de operação é um dos métodos mais simples para minimizar o impacto económico da incerteza no sistema de potência. Ele pode se justificar tecnicamente, no caso em que uma das áreas não possa prover a

quantidade necessária de reserva; ou economicamente, quando alocar as reservas em uma área seja mais barato do que nas outras (Energy Community, 2014).

Paradas de operação nas unidades de geração e variações aleatórias e de curto prazo na oferta e/ou demanda são relativamente não correlacionadas em grandes áreas. Portanto, os requisitos de reserva não aumentam proporcionalmente com o tamanho do sistema. Ao compartilhar reservas, várias áreas de operação podem reduzir os requisitos totais de reserva e os custos de operação do sistema, mantendo o mesmo nível de confiabilidade do sistema (Apostolopoulou et al., 2015). As áreas de operação podem compartilhar reservas de contingência (necessárias em caso de falhas numa linha de transmissão ou de um gerador), reservas de regulação (reserva secundária ou de frequência) e reservas de flexibilidade (reservas para abordar variabilidade e incerteza em prazos mais longos do que as reservas de regulação).

O compartilhamento de reservas é relativamente simples de implantar e, normalmente, não requer transações de mercado complicadas. Os novos sistemas que deveriam ser implantados seriam mecanismos (acordos e equipamentos) que enviam instruções de despacho de reserva entre áreas de operação vizinhas. O nível de cooperação pode variar de acordo com o tipo de reservas compartilhadas. Em princípio, a partilha de reservas pode ser efetuada sem quaisquer transações de mercado, em especial para a partilha de reservas de contingência, no qual o intercâmbio de quantidades significativas de energia é relativamente raro. À medida que a energia trocada entre duas áreas de equilíbrio aumenta, por exemplo, com a partilha de reservas reguladoras ou de flexibilidade, existe uma necessidade potencial de maior rastreamento e compensação financeira (NREL, 2015).

A programação coordenada refere-se ao processo pelo qual duas ou mais autoridades da área de operação empregam mecanismos para trocar energia em intervalos relativamente curtos, aumentando a eficiência do despacho e minimizando efetivamente o custo da geração de eletricidade mediante o compartilhamento de recursos entre regiões maiores. A operação coordenada opera em duas escalas de tempo usualmente: despacho de curto prazo e acompanhamento de carga (5min até uma hora) e despacho horário de um dia (*unit commitment*). A programação coordenada requer maior comunicação e planejamento em comparação com a partilha de reservas, e requer mecanismos financeiros para compensar os participantes pela produção de energia. Um exemplo é o uso de mercados centralizados ou mercados de desequilíbrio energético (*Energy Imbalance Market – EIM*), que pode ser particularmente útil no enfrentamento de mudanças inesperadas na geração eólica e solar. Em um EIM, cada operador envia a carga projetada e capacidade disponível para o mercado central. O operador do EIM despacha então geradores para produzir eletricidade pelo menor custo operacional. Um EIM trata de desequilíbrios de energia em tempo real (King et al., 2012).

Operação consolidada é a fusão de duas ou mais áreas de operação em uma única entidade operacional. A operação consolidada combina todas as etapas e prazos do sistema, incluindo o *unit commitment*, o despacho econômico e a provisão de reservas; considerando ao mesmo tempo a adequação da transmissão e a monitoração do fornecimento de energia de todos os geradores individuais. Este tipo de operação também facilita a compensação adequada para os geradores de energia e de serviços auxiliares.

A condição essencial para o intercâmbio/partilha de reservas entre fronteiras e para o intercâmbio de energia entre fronteiras é a existência de uma capacidade de transmissão cruzada.

Esta capacidade pode ser definida como: i) Capacidade de transferência disponível - no caso de alocações baseadas em transações ou ii) Margem disponível baseada em Fluxo (por exemplo, Fluxo Máximo Disponível) nas barras críticas/para interrupções críticas - no caso de alocações baseadas em fluxo.

Quanto ao horizonte temporal e aos diferentes "produtos" nos mercados de balanço (Energy Community, 2014):

- O intercâmbio e a partilha de reservas dependem da disponibilidade da capacidade de transmissão cruzada a longo prazo;
- A compensação de desequilíbrio on-line e a troca de energia de balanceamento (resposta de frequência e controle terciário) dependem da disponibilidade da capacidade de transmissão cruzada a curto prazo (por exemplo, em base horária).

Segundo Cochran et al. (2015) um fator a se considerar para uma melhor coordenação entre diferentes áreas é o modo como as linhas de transmissão estão sendo utilizadas, sua finalidade. Caso uma linha seja normalmente utilizada para o balanceamento (exemplo, importar energia durante o período da noite, quando não há radiação solar), ela não estará disponível naquele momento para contingências. Um modo de evitar este conflito é atribuir previamente uma proporção da capacidade de transmissão aos operadores de sistemas para utilização em caso de situações inesperadas (IEA, 2011). O planejamento coordenado e integrado permite que os tomadores de decisão antecipem como as energias renováveis poderão afetar a rede elétrica e sua operação e avaliar opções que poderiam minimizar estes impactos. Um planejamento que é restrito a uma pequena escala geográfica afeta negativamente a flexibilidade do sistema e acarreta em maiores custos. Por exemplo, a adição de nova capacidade de geração física pode ser minimizada se considerada em coordenação com melhorias nas operações capazes de aumentar o acesso à flexibilidade.

De forma geral, é possível afirmar que a operação de sistemas de potência com uma alta penetração de energias renováveis variáveis necessita de expansão e/ou melhorias da rede de transmissão em grande escala, visto que (IEC, 2012):

1) as usinas de fontes renováveis estão por vezes localizadas distante dos centros de carga e da rede existente e;

2) facilitam a cooperação ou consolidação de sistemas/subsistemas de forma a partilhar os recursos flexíveis.

3) A diversidade geográfica da geração de energias renováveis pode ser explorada de modo a suavizar a sua variabilidade.

A América Central é um dos poucos exemplos de integração regional na América Latina. Esta região, grande dependente da energia hidrelétrica, tem tido grandes preocupações em relação à segurança energética, particularmente devido a recentes períodos de seca hidrológica. De modo a mitigar as consequências de períodos climatológicos não favoráveis, os países da América Central construíram uma rede de transmissão regional (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central - SIEPAC) para a realização de intercâmbios internacionais de energia. Também foi estabelecido um mercado regional de eletricidade e uma comissão reguladora. O maior desafio enfrentado para a integração através do SIEPAC tem sido a criação de uma regulação única para o comércio de energia, visto as diferentes estruturas de mercado dos países (BID, 2014).

Assim como mencionado anteriormente, a interconexão com múltiplas áreas é preferível ao funcionamento de forma independente, para que seja possível ampliar as chances de disponibilidade do recurso flexível: caso a flexibilidade necessária não esteja disponível em um sistema/subsistema, as alternativas não estarão esgotadas e será possível recorrer a outra área. Ademais, múltiplas conexões (para uma mesma região) irão reduzir o risco de que o congestionamento na área interligada bloqueie o fluxo de flexibilidade (IEA, 2011).

2.2.1. Aproveitamento da complementariedade entre recursos renováveis

A integração em larga escala das áreas com geração de energia eólica e energia solar fotovoltaica (FV) pode reduzir significativamente a variabilidade e a incerteza da oferta de energias renováveis variáveis e, assim, reduzir os desafios associados à operação do sistema. No entanto, esses benefícios só acontecerão caso a disposição das áreas do sistema permita que a suavização da variabilidade ocorra. Ou seja, numa situação em que o recurso renovável variável esteja concentrado em pequenas áreas, os benefícios de suavização serão limitados, pois dificilmente haverá diversidade climatológica para a existência de uma complementariedade. Por outro lado, áreas de sistemas maiores possuem uma maior probabilidade de acesso a recursos flexíveis para serem implantados e têm a possibilidade de se beneficiar substancialmente da suavização da variabilidade das energias renováveis por meio da diversidade geográfica (IEA, 2011; IEA, 2014).

Os estudos de Bird & Lew (2012) mostram que grandes áreas operacionais aliadas a uma interconexão de transmissão adequada são medidas eficazes para gerenciar a operação das energias renováveis. Estes estudos mostram o efeito da suavização da variabilidade do recurso eólico para o Sul da Califórnia com a agregação de plantas espalhadas geograficamente (Figura 1). É possível observar que com a integração de todas as plantas de geração solar FV do Sul da Califórnia (linha contínua em azul) há uma redução da oscilação da geração, quando comparada à variabilidade de um menor número de plantas de geração solar FV.

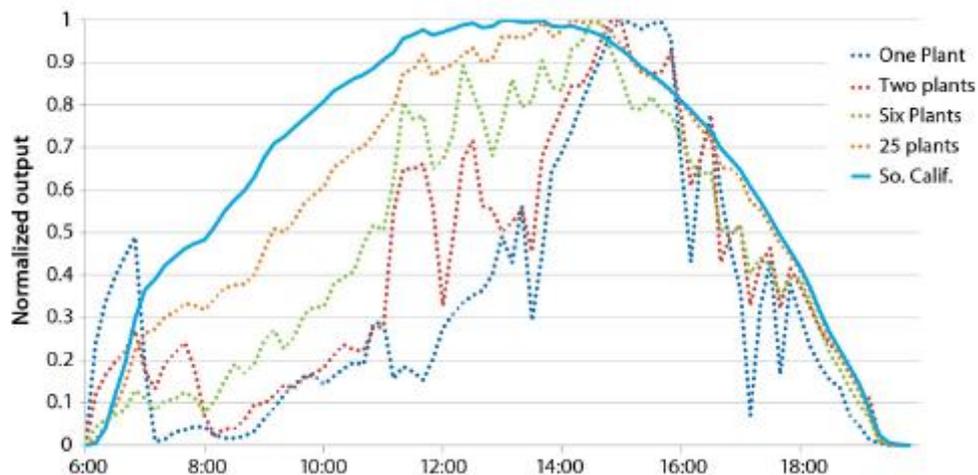


Figura 1: Exemplo da geração total de energia com o aumento da agregação de plantas PV no Sul da Califórnia. Fonte: (Bird & Lew, 2012).

Buttler et al. (2016) analisaram séries temporais de energia eólica, energia solar fotovoltaica e consumo de energia para o ano de 2014 em uma escala de tempo de 15 min a 8 h. O objetivo do estudo foi quantificar a variabilidade da energia eólica e solar fotovoltaica e os desafios resultantes para a carga residual nos países europeus, a fim de apoiar a discussão sobre a integração de sistemas renováveis. Os autores identificaram um efeito elevado de alisamento em sistemas de energia eólica por espalhamento geográfico, o que indica uma forte diminuição no coeficiente de correlação com o incremento da distância entre os locais. Por outro lado, seus resultados mostraram uma alta correlação da produção de energia solar fotovoltaica na Europa, entre regiões diferentes. Contudo, eles concluem que o efeito de alisamento da energia solar fotovoltaica é limitado. A principal razão para a limitação do efeito de alisamento da energia solar fotovoltaica reside na extensão Leste-Oeste da Europa, diferente das Américas, que têm uma extensão Norte-Sul.

No que tange o Continente Americano, Perez & Fthenakis (2015) realizaram um estudo com o objetivo de avaliar a complementariedade solar-solar na extensão do continente. Foram examinados mais de 1,4 milhões de pares de sítios geográficos de modo a quantificar a influência que a distância e as direções exercem no coeficiente de correlação entre regiões em diferentes escalas de tempo. Para o caso estudado, foi mostrado que o coeficiente de correlação entre os pares de sítios diminui (ou seja, a

complementariedade aumenta) exponencialmente ao se aumentar a distância de separação entre os sítios. Além disto, os autores também concluíram que quando os pares de sítios estão separados na orientação Norte-Sul, o coeficiente de correlação diminui mais rapidamente do que quando a orientação da distância de separação é Leste-Oeste, o que significa que para as Américas, para dois sítios possuírem recursos solares complementares, é necessária uma menor distância caso estes estejam separados na extensão Norte-Sul. E isto, especificamente para o caso da América Latina é ótimo, visto sua extensão alongada na orientação Norte-Sul, que faz esta possuir um alto potencial para a complementariedade solar-solar. Os autores estimam em 900 km, para variações em uma escala diária na extensão Norte-Sul, como a distância que as usinas fotovoltaicas devem ser espalhadas nas Américas de modo a serem complementares⁴; o que é menos do que a distância entre as cidades de Fortaleza e Salvador, na região nordeste do Brasil.

Contudo, como dito anteriormente, para que seja possível tirar proveito da suavização da variabilidade entre os diferentes sítios de geração ao longo da América Latina, é necessário que haja uma infraestrutura de transmissão adequada, capaz de transportar a energia no momento oportuno para um melhor balanceamento do sistema.

2.2.2.Redução das barreiras à interligação entre diferentes áreas

A extensão da capacidade de interligação existente entre um país/região dependerá da sua localização, assim como das relações históricas socioeconômicas entre elas. As áreas podem ser próximas, e conseqüentemente ter um alto potencial de interconexão, todavia, ainda assim possuir uma interconexão insuficiente para provimento de flexibilidade mútua. Também é importante atentar para as limitações econômicas: uma interconexão entre uma ilha distante da costa e o sistema do continente pode não ser economicamente viável, por exemplo (IEA, 2011). Esta questão é uma restrição no caso dos países localizados no mar do Caribe, por exemplo, o que pode limitar a interligação para um melhor aproveitamento do vasto recurso solar.

A interdependência entre a expansão do sistema de transmissão e do parque gerador é outro desafio para a construção de uma infraestrutura de transmissão adequada ao escoamento da energia gerada por fontes renováveis intermitentes. A instalação de novas usinas depende da existência de um sistema de transmissão que permita o transporte da energia gerada até o centro de carga. Por sua vez, a expansão do sistema de transmissão demanda um sinal concreto que a geração será implantada. Este dilema tipo “o ovo ou a galinha” tem causado, por vezes, percalços na introdução de fontes renováveis. No Brasil, por exemplo, estima-se que, até 2013, o país possuía 1,3 GW de

⁴ Perez e Fthenakis (2015) definiram a distância de anticorrelação como a distância entre dois sítios na qual o coeficiente de correlação se torna negativo, que é quando se inicia a complementariedade entre os recursos.

capacidade eólica ociosa devido à falta de infraestrutura de rede (BID, 2014). Apesar das linhas de transmissão terem sido leiloadas há tempo, o atraso da sua construção fez com que os parques ficassem prontos antes da rede; tendo os consumidores de arcar com o custo da energia, mesmo sem poder acessá-la (BID, 2014). Reconhecendo a dificuldade de alocação de custos para a conexão de rede, o Ministério das Minas e Energia publicou novas regras para leilões em abril de 2013. A partir de então, os geradores passaram a arcar com os riscos de um eventual atraso na transmissão ou ficaram obrigados a se conectar à rede por conta própria.

Restrições ambientais constituem-se também em importantes entraves à construção de um sistema de transmissão adequado. Assim, paradoxalmente, justificativas ambientais, por vezes acabam dificultando ou impedindo a construção de uma rede de transmissão que permitiria uma integração maior de fontes renováveis intermitentes.

Finalmente, as barreiras físicas, também, por vezes, dificultam a construção de um sistema de transmissão apropriado. Como exemplo, pode-se citar a complexidade de se transmitir energia solar gerada no norte do Chile, no Deserto do Atacama, região do mundo que mais recebe radiação solar (entre 7 e 7,5 kWh/m²) (Soto, 2014), dado o obstáculo físico da cordilheira dos Andes.

Como se pode observar, uma adequada integração das fontes intermitentes depende em muito das ações dos governos para identificar e corrigir os principais entraves que impedem um efetivo intercâmbio de energia entre sistemas/subsistemas adjacentes.

2.2.3. Técnicas na transmissão de potência considerando fontes de energia renováveis variáveis

Além de uma efetiva integração entre as diferentes regiões, uma forma de aumentar a capacidade de transmissão é através da utilização de medidas técnicas que permitam uma melhor utilização da linha. Uma dessas medidas é a determinação dinâmica da capacidade de transporte das linhas - DLR (*Dynamic Line Rating*), que consiste em uma análise em tempo real das condições às quais a linha de transmissão está submetida. Esta abordagem permite determinar, em cada instante, a partir das condições da linha e das condições meteorológicas (tais como a velocidade e direção do vento e a temperatura ambiente), os valores limite de “suportabilidade” de corrente do condutor. Uma vez que o limite estático é calculado em função de condições atmosféricas padrões que na maior parte do tempo são demasiado restritivas em contraste com as condições meteorológicas reais, o DLR permite uma maior transmissão de corrente dinâmica, o que contribui ao aumento de segurança do sistema (ENTSOE, 2015). Adicionalmente, o DLR permite um melhor controle do fluxo de energia através do sistema, o que é essencial no caso de energias renováveis variáveis (Oliveira et al, 2015; Medeiros, 2016).

Existem outras tecnologias, já amadurecidas, que permitem um maior controle do fluxo de energia entre as diferentes regiões; assim como no caso do DLR, estes equipamentos

permitem maximizar a transmissão de potência nas linhas de transmissão. Um exemplo de tais tecnologias são os Sistemas Flexíveis de Transmissão de Corrente Alternada (FACTS); como indicado pelo nome, estes sistemas utilizam componentes baseados na eletrônica de potência para melhorar a flexibilidade no controle do fluxo de potência (SONG & JOHNS, 1999). Ao melhorar a capacidade, estabilidade e flexibilidade dos sistemas de transmissão, os equipamentos FACTS tornam mais viável a penetração das fontes de energias renováveis (IEC, 2012; IEA, 2014).

Conforme discutido, existem tecnologias capazes de auxiliar na integração dos vastos recursos renováveis da América Latina e Caribe nos sistemas elétricos de potência. Em resumo, algumas das principais medidas necessárias a serem tomadas para uma coordenação satisfatória entre os diferentes sistemas/subsistemas da América Latina são:

- Identificação, em áreas próximas geograficamente, das disponibilidades de recursos flexíveis, o que permitiria suavizar a variabilidade decorrente da injeção de energias renováveis intermitentes no sistema;
- Adequação das tecnologias e infraestrutura dos sistemas de transmissão, de forma que estes permitam adotar e controlar de forma assertiva estes recursos, considerando sua variabilidade;
- Estruturação de mecanismos para o gerenciamento dinâmico dos sistemas de transmissão;
- Criação de regras de mercado comuns para comercialização de energia, para o caso de diferentes sistemas.

2.3. Gerenciamento de Reserva

Entende-se por reserva operativa a capacidade da geração disponível pelo operador do sistema para, em um pequeno intervalo de tempo, atender à demanda caso uma planta desligue ou haja algum outro evento imprevisto na oferta, ou para cobrir variações inesperadas da carga. No caso brasileiro, a reserva de potência operativa é considerada fundamental pelo Operador Nacional do Sistema para a manutenção da segurança operacional elétrica, uma vez que mitiga os riscos de não-atendimento e garante margem para atuação eficaz do controle automático de geração (ONS, 2017).

Quando o total de oferta de energia é diferente da demanda total, o operador do sistema deve utilizar as reservas operativas para corrigir o desequilíbrio. No Brasil, o ONS define três tipos de reservas operativas (ONS, 2016a):

- Reserva Primária (R1) - Destinada à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras;
- Reserva secundária (R2) – Destinada a recuperar a frequência do sistema para os valores nominais por atuação do CAG (Controle Automático de Geração), quando ocorrem variações da carga.

- Reserva terciária (R3) – Destinada a complementar a reserva de potência operativa do sistema para o aumento da geração, sendo calculada probabilisticamente, quando esta ultrapassar o valor de 5% da carga do sistema.

A entrada de energias renováveis intermitentes na matriz elétrica faz com que a reserva operativa tenha, cada vez mais, de levar em consideração a variabilidade e a baixa previsibilidade destas fontes (Ela et al., 2011). De modo geral, pode ser considerado que a geração eólica aumenta a necessidade de reservas na escala de minutos a horas, enquanto que, a geração solar tende a ter uma maior variação minuto a minuto devido aos efeitos da cobertura de nuvens sobre os painéis FV (WGA, 2012).

Uma solução para auxiliar no gerenciamento de reservas em um cenário de alta penetração de energias renováveis variáveis é o aumento na capacidade de reserva de balanceamento do sistema. Neste caso, as usinas utilizadas devem possuir uma velocidade de resposta capaz de compensar as variações das fontes renováveis. De modo geral, pode ser considerado que uma maior disponibilidade de reservas é requerida em dias de altas velocidades de vento (para compensar as variações da geração eólica), assim como em dias com maior nebulosidade (no caso das variações da geração solar), devido à maior incerteza que estes eventos climáticos adicionam à operação do sistema (IEA, 2014).

Todavia, uma vez que as reservas são remuneradas por sua disponibilidade, ou seja, seus rendimentos não estão atrelados à geração de energia, um desdobramento possível de um sistema com maior presença de fontes renováveis intermitentes é o aumento do custo para os agentes do setor elétrico (BID, 2014a). Em vista disso, o caminho para uma maior integração destas fontes no sistema deve conciliar um equilíbrio adequado técnico-econômico, para que não haja impacto em sobremedida para o consumidor final nem desincentivo aos investimentos no setor.

A necessidade do aumento da disponibilidade de reservas de balanceamento pode ser reduzida com o emprego de mecanismos operacionais mais eficientes de gerenciamento destas reservas (DE VOS, 2013). Esta seção abordará quatro alternativas focadas em manter o equilíbrio do sistema minimizando o aumento da quantidade de reservas, estas são: gerenciamento dinâmico de reservas, imposição de limites de rampa nos geradores eólicos, utilização das energias renováveis para provimento de serviços ancilares e intercâmbio de reservas.

O primeiro mecanismo é o **gerenciamento dinâmico da reserva**: conforme destacado em Ela et al. (2011), um cenário com alta penetração de geração variável demanda de requisitos de reserva operados de forma dinâmica. Para isto, é necessária a amostragem e processamento das informações do sistema numa alta frequência, de forma a avaliar o estado do sistema e, com base nesses dados, gerenciar os recursos de reserva.

Tradicionalmente, os operadores do sistema ajustam as necessidades de reserva em uma escala horária, de acordo com a carga, porém sem se basear na previsão da geração

variável (ONS, 2016a). Considerando um gerenciamento de forma dinâmica, as necessidades de reserva variam não só em função da carga, mas também em função da previsão de geração variável, previsão de carga residual e com as incertezas destas previsões. Todavia, os métodos de calcular dinamicamente os requisitos de reservas são novos e ainda não há experiência sobre esta medida. A realização de uma maior investigação é necessária para descobrir possíveis formas de ajustar os níveis de reservas mais frequentemente, mantendo a estabilidade do sistema (WGA, 2012).

Imposição de limites de rampa nos geradores eólicos no caso em que eventos meteorológicos em grande escala são previstos: esta medida, além de diminuir a necessidade de reservas disponíveis, contribui para o controle de frequência do sistema⁵ (Bird et al., 2013). Neste caso, o requisito de reservas é diminuído em contraste com o caso base, uma vez que tanto para a elevação quanto para a redução da geração uma parte da reserva requerida vai ser atendida pelo próprio sistema eólico (ONS, 2010).

Utilização das energias renováveis para provimento de serviços ancilares: nesta alternativa, planeja-se o uso das próprias fontes renováveis no gerenciamento de reserva, mediante o fornecimento de serviços ancilares à rede. Com sistemas avançados de controle e modificações no modo de operação, as plantas de energia eólica e solar poderiam participar ativamente na regulação de frequência do sistema. O uso de sistema de controle de potência ativa em turbinas eólicas contribui na regulação primária de frequência. De modo geral, o controle de potência ativa existente nas plantas de energia eólica busca assemelhar-se ao comportamento dos geradores síncronos convencionais, quando há um desvio de frequência, através de dois controles: controle de resposta inercial e controle de frequência primária (Denholm et al., 2016; Hansen et al., 2016).

Uma forma utilizada para a realização do controle de frequência supracitado, no caso das turbinas eólicas, consiste no uso da própria energia armazenada do rotor durante um declínio de frequência, com o propósito de contribuir na repressão do mesmo. No entanto, este suporte trata-se de uma injeção de potência temporária de curta duração (na faixa de uns poucos segundos, em função da inércia do gerador). (Hansen et al., 2016). Para realizar um suporte mais firme é necessário que as usinas eólicas estejam equipadas com algum sistema de armazenamento de energia. Dentre as diferentes tecnologias de armazenamento existentes, o uso de sistemas de armazenamento a baterias (*Battery Energy Storage Systems –BESS*, em inglês) tem sido o mais adotado (LI et al., 2013). Por outra parte, também é possível que as turbinas sejam

⁵A frequência do sistema revela uma indicação imediata do balanceamento entre a carga e a geração. A frequência diminui quando a carga é momentaneamente superior à geração e a frequência aumenta quando a geração momentaneamente é superior à carga. Os códigos de rede (padrões técnicos) estabelecem limites de operação aceitáveis em torno à frequência nominal do sistema. Grandes desvios de frequência resultam em danificação dos equipamentos mais sensíveis, prejuízo ao sistema de potência e prejuízos econômicos (Kirby, 2007).

operadas com geração reduzida durante períodos de alta penetração de geração variável, de forma a ter capacidade de resposta de frequência primária (Denholm et al., 2016; Hansen et al., 2016).

No caso da energia solar, sistemas similares de armazenamento de energia e de controladores focados em geração abaixo do ponto nominal poderiam ser igualmente utilizados. Um exemplo de serviço ancilar que pode ser fornecido pelas unidades de geração solar FV é a reserva operacional negativa. Assim, as plantas solares FV podem ajudar a reduzir os vertimentos globais, pois caso não seja feito, as reservas teriam de ser fornecidas por geradores síncronos atuando em carga parcial, gerando acima da carga mínima e consumindo energia a baixas eficiências (Denholm et al., 2016).

Intercâmbio de reservas entre diferentes sistemas/subsistemas: esta alternativa busca diminuir a necessidade de construção de novos empreendimentos, mediante o compartilhamento de recursos entre regiões ou subsistemas. No entanto, como descrito na seção anterior, para que este intercâmbio possa ocorrer, é necessário que haja uma infraestrutura de transmissão e regras bem definidas de mercado de energia entre os mesmos. Ademais, é necessária uma coordenação entre os operadores do sistema para troca de informações sobre superávits inesperados de geração após o fechamento do mercado diário. Por conseguinte, esta comunicação deverá ser realizada de forma mais dinâmica, sendo necessária uma maior integração entre os diferentes operadores dos sistemas (Ackermann et al., 2015; WGA, 2012).

Os sistemas elétricos diferem entre si em função dos recursos disponíveis, o portfólio de fontes renováveis intermitentes, a característica da carga e a rede de transmissão. Estas diferentes características fazem com que os operadores do sistema tenham de utilizar diferentes estratégias de gerenciamento da reserva operativa de forma a manter a segurança do sistema. Entretanto de forma geral, as medidas aqui discutidas são capazes de auxiliar no gerenciamento das reservas para sistemas com altas penetrações de energias renováveis.

2.4.Redução do Tempo de Despacho

Para avaliar o impacto futuro da energia renovável nos sistemas elétricos, os estudos de integração normalmente simulam cenários com sistemas de potências contendo grandes penetrações de produção de energia eólica, nos quais são avaliados os impactos em termos de custos. Estes estudos usam geralmente sofisticados compromissos de unidade econômica e modelos de despacho para simular o funcionamento do sistema de energia (Bertsimas et al., 2013; Carrión & Arroyo, 2006; Zheng et al., 2016). Tipicamente, nestes estudos são utilizadas duas abordagens gerais para examinar os impactos da integração de energia renovável. A primeira abordagem estima o custo do aumento das reservas operacionais e das reservas de flexibilidade necessárias para equilibrar a variabilidade da carga. A segunda abordagem examina o impacto que, por

exemplo, a energia eólica tem no despacho, mais especificamente na operação das unidades de geração termelétricas, os custos de combustível e os custos relacionados a uma operação intermitente (*cycling costs*) (Ela et al., 2009).

Uma limitação encontrada na maioria destes estudos, quando a primeira abordagem é analisada, é que eles estão baseados em resoluções de hora em hora e os impactos que ocorrem dentro de um intervalo de uma hora podem ser omitidos. Isso significa que as taxas de *start-up* e de rampa em unidades convencionais são aproximadas por taxas horárias (Ela et al., 2011a). Em Deane et al. (2014) é usado programação linear inteira mista (MILP) para modelar e resolver o *unit commitment problem* e o problema do despacho econômico do sistema elétrico da Irlanda. Este estudo identifica que utilizando escalas temporais menores a uma hora (por exemplo, 5min) um modelo de operação consegue determinar requisitos de flexibilidade (*start-up* e rampas) que numa escala horária seriam omitidos. Simulações de resolução mais alta mostram benefícios sobre a simulação horária tradicional no concernente à flexibilidade do sistema em termos de rampa e avaliação de recursos flexíveis como o armazenamento ou o uso de usinas hidrelétricas reversíveis. Contudo, o referido estudo indica que quando o interesse é conhecer o custo econômico da integração de energia eólica no sistema, simulações com passo temporal de 30 minutos são adequadas.

De forma geral, durante o período de intervalo de despacho, as variações de geração por fontes intermitentes, da carga e a produção de plantas despacháveis precisam ser equilibradas. Uma análise enfocada na segunda abordagem, isto é, no impacto nos custos da operação das termelétricas, se o estudo considera intervalos de despacho muito grandes, o despacho ocorre de forma mais desacoplada do tempo real, o que acarreta em uma menor precisão no atendimento dessas variações, sendo necessária uma maior dependência de reservas (IEA, 2014). Ou seja, o gerenciamento das reservas para uma alta penetração de energias renováveis variáveis possui uma complexidade temporal e espacial de acordo com as características de cada sistema.

Operadores do sistema, por vezes, tomam as decisões operacionais muito antes que estas sejam tecnicamente necessárias. Decisões de operação tomadas com muita antecedência podem demandar uma maior utilização da energia de reserva. Isto é fácil de perceber no caso da energia eólica, por exemplo, visto a reserva operacional requerida para fazer face aos erros de previsão de ventos, que aumentam à medida que a previsão se afasta do tempo real (BID, 2014a, IEA, 2014).

A diminuição do intervalo de despacho pode ser um grande aliado no sentido de ajudar a diminuir a variabilidade da geração de energias renováveis, pois aumenta a eficiência do despacho, reduz a necessidade de reservas de regulação do sistema e fornece acesso a uma maior quantidade de recursos para equilibrar o mesmo. Quando o pre-despacho (*unit commitment*) é estabelecido em base temporal horária, os geradores ficam comprometidos com uma quantidade fixa de energia horária a entregar, de acordo com o agendamento da operação, e ficam indisponíveis para auxiliar no balanceamento de

energia e consequentemente na estabilidade do sistema elétrico, no caso de desvios em relação ao que foi previsto (Riesz & Milligan, 2015). Um despacho em menores intervalos, aproximando-se do tempo real, permite uma aproximação dos níveis de carga e de geração, diminuindo a necessidade de reservas para equilibrar o sistema (Bird et al., 2013; Bird & Lew, 2012; Cochran et al., 2012; Papaeftheymiou & Dragoon, 2016).

Os três parâmetros discutidos neste relatório: melhoria da previsão de recursos renováveis (seção 2.5), diminuição do tempo de despacho (seção 2.4) e gerenciamento de reservas (seção 2.3) estão intimamente interligados através de relações de causa e efeito; por exemplo, uma diminuição no intervalo de despacho promove uma melhoria no gerenciamento de reservas, dado que previsões mais próximas do tempo real são mais acuradas.

Os estudos de Bird & Lew (2012) sobre o lado ocidental dos Estados Unidos concluíram que a programação de despacho com intervalo de uma hora teve um impacto maior nas necessidades de reserva para equilibrar o sistema do que a própria variabilidade introduzida por penetrações mais elevadas de energia eólica e solar. Eles também indicam que com a programação sendo realizada em intervalos de tempo inferiores a uma hora, as manobras necessárias de plantas termelétricas⁶ são cerca de metade daquelas que ocorrem com o despacho horário.

Contudo, para que seja possível uma diminuição no intervalo de despacho, é necessária a criação de regras de mercado apropriadas de forma que haja recursos flexíveis disponíveis para serem empregados em menores períodos de tempo. Assim, a questão da diminuição do intervalo de despacho necessita de uma ação conjunta do operador do sistema com o agente regulador, para que seja possível assegurar a disponibilidade do recurso a ser despachado nos devidos momentos.

2.5. Melhoria da Previsão

Com a tendência da continuação da expansão das fontes renováveis, o planejamento da operação passa a demandar uma previsão mais acurada de forma a reduzir as incertezas da geração e preparar-se, sobretudo, para eventos extremos nos quais a geração seja excepcionalmente alta ou baixa. Conforme já mencionado, uma previsão mais exata reduz o risco de incerteza e consequentemente permite um planejamento mais eficiente da integração de energia renovável, possibilita realizar um balanceamento mais econômico em tempo real, além de exigir menos da capacidade de reserva operacional, proporcionando uma redução de custos (Foley et al., 2012).

As previsões, no curtíssimo prazo, são úteis para determinar o despacho de geradores de partida rápida ou outras formas de equilibrar o sistema. As previsões de curto prazo (que variam de 1h a 72h) são úteis no planejamento do despacho do sistema de

⁶ Para plantas de gás de ciclo combinado.

potência, especialmente para a programação das usinas de partida lenta que precisam de mais tempo para serem acionadas e, portanto, de uma previsão com maior antecedência. Adicionalmente, a previsão de curto prazo é útil no mercado de energia elétrica como ferramenta para otimizar a quantidade de energia disponível para ser negociada. Previsões a médio prazo (variando de 3 dias a 7 dias) são necessárias para planejar a manutenção dos parques eólicos, projetar o pré-despacho e as saídas programadas de geradores convencionais, tipicamente térmicos; assim como programar a manutenção da rede e das operações de armazenamento de energia. Os erros de previsão geralmente aumentam conforme o horizonte temporal aumenta (Foley et al., 2012; Giebel et al., 2003).

Contudo, quanto mais cedo o perfil de geração for previsto, mais cedo o planejamento da operação poderá ajustar a utilização dos recursos disponíveis. Assim, embora a precisão da previsão seja maior quando esta for realizada mais perto do instante de geração real, a incorporação da previsão diária por parte da geração pode ajudar os operadores a mitigar a incerteza da geração variável (IEA, 2011; Bird & Lew, 2012). Melhorar a acurácia das previsões diárias permite maximizar o aproveitamento dos recursos de resposta lenta e assim, poupar os recursos de entrada rápida para serem utilizados em situações extremas.

O estudo desenvolvido pelo IEC (2012) elenca um conjunto de medidas de melhoria da previsibilidade dos recursos intermitentes:

- a. Aprimoramento de modelos e dados, uma vez que a previsão depende da qualidade do conhecimento sobre os recursos disponíveis.
- b. Colaboração entre os setores relacionados, a nível nacional e internacional, além da coleta e processamento de dados em alta qualidade, tanto das séries históricas, como em tempo real.
- c. Disponibilização pública dos dados, com benefícios não somente para a operação como também para fins de pesquisa.
- d. Previsão em alta resolução ao nível de cada usina e em cada nó de entrega. Apesar da maior dificuldade em prever com exatidão a variabilidade dos recursos intermitentes em pequenas áreas distribuídas, aprimoramentos nesse sentido auxiliam no gerenciamento do fluxo de transmissão.
- e. Aperfeiçoamento dos métodos de previsão de rampas de forma a proporcionar uma maior conscientização do operador quanto à ocorrência de eventos extremos, o que auxiliaria a tomada de decisões.
- f. Realização de previsões probabilísticas, que permita ao operador identificar os riscos associados a cada decisão.

A questão da previsibilidade é especialmente importante para a América Latina devido a uma carência de dados dos recursos eólico e solar. No Brasil, por exemplo, há poucas estações solarimétricas, e até 2016 as usinas não tinham obrigação da realização de medições do recurso solar para implantação da usina. Atualmente, esta situação mudou,

a partir de 2016 somente aquelas usinas que possuem pelo menos um ano de medições do recurso solar poderão participar de leilões (ANEEL, 2016). No caso da energia eólica, há um maior número de estações de medição, por esta obrigatoriedade de medições durante pelo menos um ano já existir há mais tempo.

A previsibilidade da geração de recursos renováveis depende tanto da sazonalidade como da intermitência. Para a energia solar, por exemplo, a capacidade de prever com precisão o recurso depende do comportamento da cobertura de nuvens e da temperatura do ambiente. Já para a energia eólica, a potência gerada varia com a velocidade do vento elevada ao cubo, ou seja, qualquer pequena variação no fluxo de vento ocasiona um impacto significativo na geração (Bird et al, 2013).

Esta maior sensibilidade da geração eólica frente a variações no recurso acarreta em maiores incertezas na previsão da energia produzida. Lenzi et al. (2013) mostram que o comportamento do recurso solar confere às unidades fotovoltaicas um componente determinista que tende a reduzir o impacto da incerteza nas previsões e a necessidade de regulação da capacidade de potência.

Além da previsão do recurso que estará disponível para geração de eletricidade, também é importante a simulação das operações que irão gerenciar este recurso para uma análise mais ampla do sistema no geral. Para isto, alguns modelos climatológicos contêm submodelos com os dados de informações como recursos energéticos disponíveis, demanda de energia, plantas instaladas, sistemas de armazenamento de eletricidade e gerenciamento de carga (DLR, 2016). Os modelos que contemplam a operação também são capazes de otimizar a transmissão de energia entre as diferentes regiões.

Contudo, a modelagem de grandes usinas eólicas, por exemplo, é particularmente desafiadora devido ao fato de que elas podem consistir em dezenas ou mesmo centenas de aerogeradores individuais, distribuídos ao longo do terreno. Para simplificação nos modelos, as plantas são representadas como uma única unidade equivalente em potência. Esta “clusterização” tende a desconsiderar a interação espacial e temporal entre os aerogeradores (IEC, 2012). Não são muitos os modelos que são capazes de simular a operação dos sistemas e estes poucos têm disponibilidade limitada de acesso. Contudo, há uma tendência de que com o aumento da penetração de energias renováveis nos sistemas elétricos, a demanda por estes modelos aumente, sendo necessário o desenvolvimento de modelos cada vez mais robustos.

Desta forma, a integração de previsões com melhor acurácia e modelos que englobem o despacho e as operações dos sistemas são de grande valia para antever e sanar possíveis necessidades operacionais em um cenário de alta participação de energias renováveis.

2.6. Conclusão

A demanda crescente de energia nos países da América Latina induz a uma expansão da capacidade de geração. Além disso, a região em questão possui um grande potencial para que este aumento seja realizado com o uso de fontes renováveis de energia. A utilização acima da média mundial de energias renováveis, a alongada extensão Norte-Sul, que corrobora em diversificados recursos renováveis, aliados aos esforços necessários para uma política de baixo carbono tornam a América Latina um protagonista no caminho do desenvolvimento sustentável.

Contudo, a combinação entre variabilidade e imprevisibilidade apresenta as fontes renováveis intermitentes de energia como um desafio para a operação da rede, devido à necessidade contínua de balanceamento entre carga e geração. Desta forma, a utilização de medidas operacionais adequadas será um aspecto-chave para a redução dos custos na obtenção do equilíbrio do sistema.

Neste estudo foram abordadas medidas operacionais capazes de auxiliar na integração das energias renováveis variáveis ao sistema elétrico. São muitos os fatores que irão influenciar a decisão em relação às opções adequadas para a América Latina, como por exemplo, a infraestrutura disponível, custos associados, estrutura de mercado, abundância dos recursos renováveis, relação com sistemas vizinhos e disponibilidade de geração flexível. Por isso, é importante focar em todos estes fatores de modo a ajustá-los para que as medidas operacionais possam ser acessíveis no caso latino-americano.

Ainda existem alguns entraves que dificultam os países latino-americanos a alcançar este objetivo. As notáveis diferenças dos arranjos dos mercados de energia elétrica estão incluídas nestas questões, que, aliás, caminha aos poucos para uma convergência. A redução de barreiras de mercado e a criação de um mercado comum para os países latino-americanos aliados a uma infraestrutura de transmissão adequada são essenciais para um melhor compartilhamento dos diversos recursos disponíveis na região.

Tomar decisões cada vez mais próximas ao tempo real está relacionado a uma obtenção de uma melhor previsão dos recursos que estarão disponíveis para gerarem energia no momento necessário. Por conseguinte, para atividades em que houver limitações em relação ao seu adiamento, outras medidas devem ser buscadas. Uma delas pode ser a melhoria na previsão dos recursos, que poderá auxiliar, por exemplo, no despacho de plantas que não são tão flexíveis e necessitam de um tempo maior para serem acionadas. Desta maneira, é possível “aumentar” a flexibilidade das usinas de geração despacháveis sem necessidade de construção de novas usinas.

Na América Latina, a grande participação da geração hidrelétrica desempenha um papel importante no fornecimento de flexibilidade operacional para a integração das energias renováveis (BID, 2014a). Isto se deve ao fato de que, além do grande potencial para a geração hidrelétrica que a região possui, as hidrelétricas com reservatório possuem características técnicas favoráveis para a entrada rápida na rede. Para um melhor

aproveitamento deste recurso é essencial a construção de linhas de transmissão adequadas, pois muitas vezes o potencial hidrelétrico se encontra distante dos centros de carga.

A transmissão de energia na América Latina é uma questão que merece destaque por dois motivos: por apresentar grande diversidade de recursos e por possuir uma escassez deste tipo de infraestrutura, essencial em um contexto de alta penetração de energias renováveis. Para se pensar em uma melhor interação entre os subsistemas, compartilhando recursos de reserva e desfrutando da complementariedade entre fontes de diferentes regiões, é importante ter em mente que o transporte de energia é essencial. No caso da transmissão de uma geração variável e imprevisível, deve-se dispor de regulamentações e tecnologias adequadas para um melhor controle e aumento da eficiência da transmissão, como o gerenciamento dinâmico da capacidade de transmissão, por exemplo.

As práticas de gerenciamento de reservas podem ser ajustadas para apoiar a variabilidade das energias renováveis variáveis. Como mostrado, não necessariamente essas práticas estarão sempre relacionadas a um aumento na quantidade de reservas. Devem ser buscadas práticas que sejam capazes de equilibrar a oferta e a demanda de energia do sistema, sem que seus custos se elevem significativamente.

As ações devem ser tomadas no sentido de diminuir a quantidade de reservas necessárias como forma de reduzir os custos do sistema. Foram discutidas algumas possíveis medidas neste trabalho, como controle da rampa da energia eólica, diminuição do tempo de despacho e melhoria da previsão dos recursos renováveis. Não menos importante é a questão da mudança do papel dos geradores convencionais, que caso não sejam despachados adequadamente podem incorrer em custos mais elevados e maiores emissões para o sistema.

Apesar das implicações causadas pela intermitência das energias renováveis merecerem grande atenção, é importante destacar que, de acordo com BID (2014a), o vento, uma das fontes mais intermitentes, não altera a sua produção com a rapidez suficiente para ser considerado como um evento de contingência. Ou seja, a intermitência do vento não é tão dramática como a desconexão repentina de equipamentos ou instalações, esses sim eventos de contingência que necessitam de um gerenciamento robusto para serem contornados. Então, a questão está em realizar o balanceamento do sistema com uma geração mais imprevisível e variável do que usualmente, porém este desafio não deve ser superestimado.

Em resumo, o aumento da penetração de energias renováveis deve caminhar sempre ao lado de melhorias e adequações das operações do sistema. Otimizar tais operações deve ser considerado tão prioritário quanto a construção de usinas de energias renováveis para que estas possam efetivamente desempenhar um papel de redução dos custos e diminuição de emissões de gases de efeito estufa por parte do setor elétrico.

3. O Papel da Geração Flexível na Integração das Fontes Intermitentes ao Sistema Elétrico

A inserção de fontes renováveis não-convencionais intermitentes na rede elétrica torna a operação do sistema mais dependente das condições climáticas. Em momentos de alta disponibilidade de recursos renováveis pode haver desperdício de eletricidade, enquanto que em ocasiões em que os recursos são escassos, a tendência é que haja falta de energia elétrica. Esta situação pode prejudicar não só o abastecimento, mas também a rede elétrica.

Desta forma, o acréscimo da capacidade de fontes renováveis não-convencionais nos sistemas elétricos não é trivial, sendo necessário o desenvolvimento de mecanismos que contemplem aspectos técnicos, econômicos e ambientais para atender à demanda de eletricidade.

A flexibilidade de um gerador é função da sua capacidade de realizar *cycling*, rampas e operar de forma eficiente em carga parcial. *Cycling* refere-se à operação de unidades de geração de energia elétrica em níveis de carga variáveis, incluindo on/off e operação de carga mínima, em resposta a mudanças nos requisitos de carga do sistema. Rampa refere-se à velocidade na qual um gerador elétrico pode variar sua geração de energia, para mais ou para menos. Por sua vez, a operação em carga parcial está relacionada à eficiência do gerador, quando opera em diferentes níveis de potência, inferiores à capacidade nominal. Devido à diversidade de projetos e de tecnologias, diferentes tipos de usinas possuem variados níveis de flexibilidade operacional (IEC, 2012; Benatia et al., 2013; Bird et al., 2013; Oree et al., 2017).

Denholm et al. (2011) mostram, em seu trabalho, a importância da carga mínima de geração, em sistemas com alta penetração de energias renováveis variáveis. No gráfico à esquerda (Figura 2), é feita a suposição de que os geradores térmicos são incapazes de operar abaixo de 21 GW. Desta maneira, grande parte da geração renovável é vertida devido a estas restrições de carga mínima. O gráfico à direita mostra o resultado do aumento da flexibilidade, permitindo uma carga mínima menor, de 13 GW, para a geração térmica. É possível observar, em preto, a grande redução do desperdício de eletricidade devido à modificação no modo de operação das usinas térmicas.

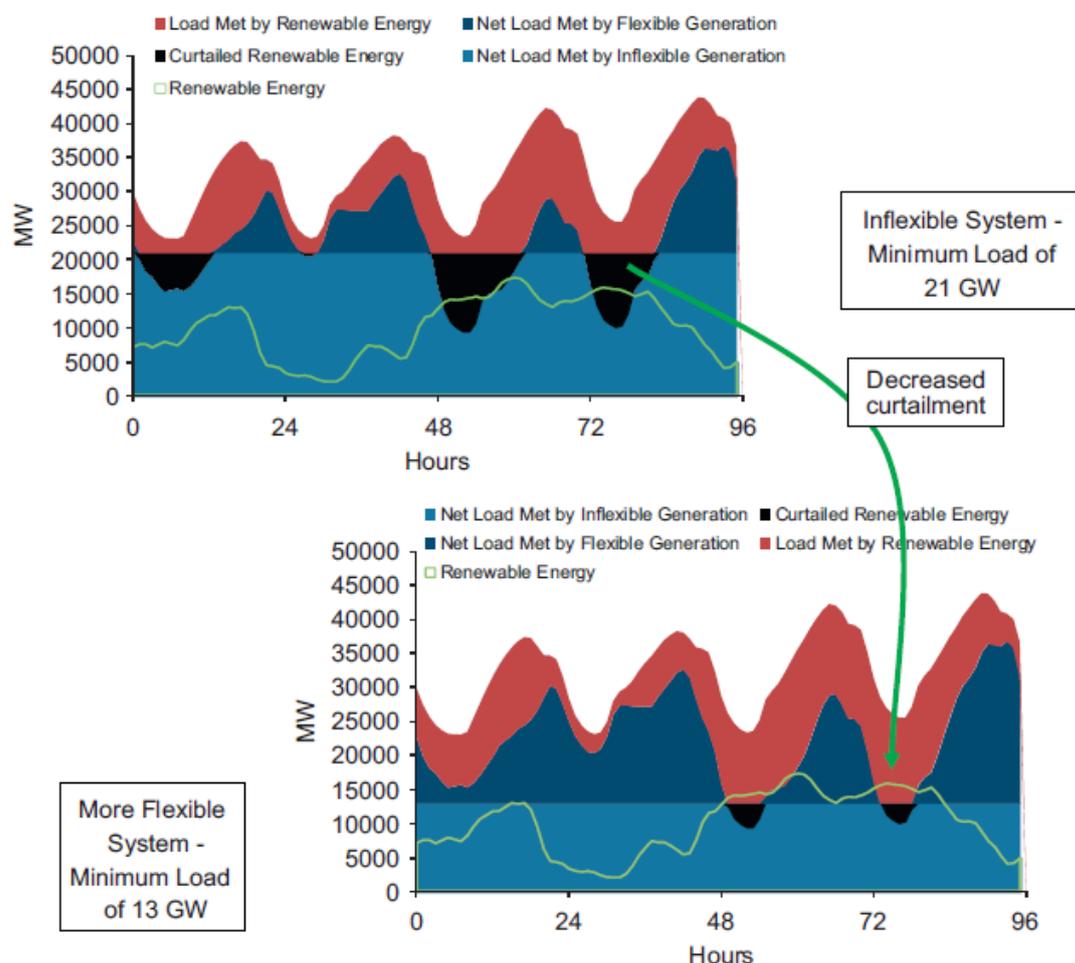


Figura 2: Impacto da flexibilidade do sistema na energia vertida. Fonte: (Denholm et al., 2011).

A capacidade de operar de forma eficiente com carga mínima baixa, é uma característica das termelétricas a gás, das hidrelétricas com reservatório e dos motores a combustão interna. Estas três tecnologias são altamente flexíveis, sendo as duas primeiras mais relevantes devido à escala que podem alcançar (Benatia et al., 2013; Denholm et al., 2011; Bird et al., 2013). Em contrapartida, as unidades de carvão e nuclear são as que possuem maiores limitações de flexibilidade. Por serem usinas de geração a vapor, as térmicas a carvão e nuclear possuem grande quantidade de inércia térmica na caldeira, o que limita uma ou outra manobra característica de plantas flexíveis, a sua capacidade de aumentar ou diminuir a produção rapidamente (Bird et al., 2013). A Tabela 1 mostra os diferentes atributos de flexibilidade das tecnologias de geração.

Tabela 1: Avaliação da geração flexível de acordo com os atributos de flexibilidade. Fonte: IEA 2014.

	Tecnologia	Geração mín. (%)	Velocidade de rampa (%/min)
Renováveis despacháveis	Hidrelétrica com reservatório	5-6*	15-25
	Biomassa sólida	_**	_**

	Biogás	_**	_**
	Solar CSP	20-30	4-8
	Geotérmica	10-20	5-6
Não renováveis despacháveis	Motor a combustão	0	10-100
	Termelétricas a gás com ciclo combinado (inflexíveis)	40-50	0,8-6
	Termelétricas a gás com ciclo combinado (flexíveis)	15-30***	6-15
	Termelétricas a gás com ciclo simples	0-30	7-30
	Termelétricas a carvão (inflexíveis)	40-60	0,6-4
	Termelétricas a carvão (flexíveis)	20-40	4-8
	Nucleares (inflexíveis)	100****	0****
	Nucleares (flexíveis)	40-60****	0,3-5

Notas: CSP = *Concentrated Solar Power*

* Restrições ambientais podem impactar esta flexibilidade

** A biomassa sólida e o biogás podem ser queimados em plantas que possuem as características de carvão e de gás. Portanto, os dados relativos à biomassa sólida e ao biogás estão incluídos nos de carvão e de gás.

*** 15% é atingido por plantas com *bypass* do ciclo a vapor.

**** As regulamentações de segurança podem proibir a variação da carga das usinas nucleares. Os tempos de inicialização relatados são duas horas de estado quente a dois dias.

A necessidade de geração flexível se tornará cada vez maior com o passar do tempo. Em seus estudos, Eser et al. (2016) mostram que o aumento da penetração das energias renováveis em 2020 na Europa Central e Oriental, por exemplo, induzirá um aumento de 4-23% no número de partidas de plantas convencionais, enquanto o número de rampas também terá um aumento significativo, entre 63-181%.

Esta situação demonstra a necessidade de que os fabricantes de equipamentos se adaptem aos cenários de alta penetração de energias renováveis, de forma a produzirem equipamentos visando este novo perfil de operação das plantas despacháveis. Neste sentido, Brower et al. (2015), constataram que as usinas podem se tornar significativamente mais flexíveis nas próximas décadas, até mesmo usinas nucleares e usinas com captura de carbono, devido a possíveis modificações no seu modo de operação (Brouwer et al., 2015).

3.1.Hidrelétricas

A energia hidrelétrica possui um papel central na integração das energias renováveis não-convencionais na América Latina. Amplamente utilizada no Continente, além de ser renovável, ela permite mitigar a variabilidade das energias renováveis intermitentes, por ser uma das fontes de eletricidade mais flexíveis. A avaliação da flexibilidade disponível e futura da energia hidrelétrica em diferentes países com alta capacidade hidrelétrica

mostra que além de servir ao próprio sistema elétrico, países vizinhos podem também se beneficiar desta flexibilidade (Farahmand et al., 2017).

As usinas hidrelétricas podem fornecer flexibilidade ao sistema mais rapidamente e com menores custos do que as usinas térmicas (a carvão, a gás natural, nuclear ou com derivados de petróleo). Esta capacidade de prover flexibilidade operacional ao sistema se deve ao fato das hidrelétricas poderem alterar rapidamente sua geração de eletricidade, além de serem capazes de iniciar e de cessar a operação em curtos períodos de tempo (Kern et al., 2014). O nível de flexibilidade que a usina hidrelétrica pode adicionar ao sistema depende, em grande parte, da capacidade de armazenamento do reservatório, assim como do tipo de usina utilizada para a geração de energia. Em geral, existem três tipos de plantas hidrelétricas: hidrelétricas com reservatório, hidrelétricas a fio d'água e hidrelétricas reversíveis.

As usinas hidrelétricas com reservatório podem estocar água em momentos que as fontes intermitentes estão gerando, e liberar o fluxo d'água através das turbinas nos momentos em que os recursos intermitentes não estejam disponíveis. Sua produção pode ser variada em um curto intervalo de tempo, com pouco impacto sobre a vida do equipamento, permitindo efetivamente lidar com as variações de curto prazo no equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade. As capacidades de armazenamento aliadas às características operacionais das usinas com reservatório fazem com que este tipo de planta hidrelétrica seja muito flexível. As hidrelétricas também podem atingir a plena capacidade de funcionamento em alguns minutos e aumentar ou diminuir em 50% a sua capacidade em frações de minutos. A sua geração mínima pode ser muito baixa, o que significa uma escala de regulação de quase 100% (IEC, 2012). Devido à sua flexibilidade, as usinas hidrelétricas também são muito eficientes em fornecer serviços ancilares à rede, especialmente aqueles relacionados ao controle da potência ativa e da frequência. Desta forma, as usinas hidrelétricas com reservatório oferecem uma ampla gama de serviços de energia, como geração de base, de ponta e armazenamento de energia, além de poderem atuar na regularização de outras fontes de energia a custos variáveis muito baixos (IRENA, 2016; IPCC, 2011).

Em contrapartida, as hidrelétricas a fio d'água, geralmente oferecem apenas pequena capacidade de armazenamento, muitas vezes de apenas algumas horas. A sua flexibilidade é muito baixa em relação às usinas com reservatórios, pois sua produção de energia acompanha o ciclo hidrológico da bacia hidrográfica, estando mais dependentes da vazão dos rios nos quais estão instaladas. Contudo, quando hidrelétricas a fio d'água estão instaladas em cascata com usinas com reservatório, elas podem oferecer algum tipo de controle, visto que a água poder ser controlada em um reservatório a montante (Huertas-Hernando et al., 2017; IPCC, 2011).

O terceiro tipo de usina hidrelétrica compreende as usinas reversíveis. Elas são caracterizadas pela capacidade de armazenamento de energia potencial, realizado através do bombeamento da água de um reservatório para outro reservatório localizado

em uma região de maior altitude. Uma vantagem das usinas reversíveis em relação às usinas com reservatório é o fato das usinas reversíveis serem capazes de armazenar energias em momento em que há excessos de geração de eletricidade, aproveitando o excedente de energia que antes seria vertido. Em períodos que a geração de energia eólica, por exemplo, seja superior à demanda, é viável utilizar o excesso de energia para bombear água para o reservatório superior, de modo a armazená-la. Desta forma, é possível obter novamente eletricidade de acordo com a demanda, com um tempo de resposta muito rápido, liberando o fluxo de água através da turbina. O bombeamento aumentará a capacidade do reservatório a montante, uma vez que os períodos de geração de energia podem ser estendidos pelo bombeamento de água durante momentos em que a demanda de energia é menor, para ser usada quando a demanda for mais alta (Harby et al., 2015; Gimeno-Gutierrez & Lacal-Aránegui, 2015; IPCC, 2011; Huertas-Hernando et al., 2017).

Portanto, as usinas hidrelétricas reversíveis são capazes de oferecer flexibilidade de curto prazo, além de capacidade de armazenamento, sendo que o nível de flexibilidade irá depender da capacidade da usina. Estas plantas podem causar mudanças significativas no perfil de carga: caso a usina esteja em modo de geração, a produção será positiva, mas caso o modo seja bombeamento, a produção será negativa (Huertas-Hernando et al., 2017).

Conforme mencionado, as usinas hidrelétricas têm um grande potencial para fornecimento de flexibilidade de modo a contribuir para a integração das energias renováveis variáveis na rede. Todavia, uma avaliação assertiva das oportunidades de utilização dessa flexibilidade não é simples e deve ser minuciosamente analisada.

Durante algumas épocas do ano ou dia, pode haver restrições no sentido de manter as vazões dos rios e os níveis dos reservatórios dentro dos limites permitidos. Estas restrições, no geral, visam respeitar as prioridades de uso da água a médio e longo prazo (por exemplo, abastecimento público, irrigação) em detrimento da otimização da geração de eletricidade (Huertas-Hernando et al., 2017; Farahmand et al., 2017). Ademais, devem ser levados em conta os fatores sazonais (secas e temporadas de cheias), bem como considerações ambientais e de navegação (IEC, 2012).

Estes tipos de limitações devem ser avaliados não só para o planejamento de uma usina hidrelétrica, mas também para o sistema elétrico como um todo, visto que tais restrições podem afetar a disponibilidade de flexibilidade do sistema. Segundo Ibanez et al. (2014), a modelagem hídrica é um campo consolidado, porém ela ainda não foi plenamente agregada ao sistema elétrico pelo fato de ambos os tipos de modelos serem complexos e possuírem diferentes propósitos. Portanto, não é uma simples tarefa planejar a operação de sistemas hidrelétricos, visto sua complexidade e escassez de ferramentas adequadas. Com a entrada das energias renováveis nos sistemas elétricos, se torna cada vez mais essencial que haja uma integração eficaz entre as diferentes ferramentas de gerenciamento do sistema hídrico e do sistema elétrico local.

Neste sentido, Ibanez et al., (2014) desenvolveram um estudo contemplando um sistema com hidrelétricas e energias renováveis variáveis buscando construir um link entre modelos relacionados aos dois temas para, com uma abordagem sistemática, aproveitar os pontos fortes de ambos. Os autores demonstraram que a energia hidrelétrica tem um papel importante na integração das energias renováveis variáveis, uma vez que é capaz de prover grande parte da flexibilidade requerida. No entanto, para que isto seja possível, eles destacam que é necessário que haja uma modelagem adequada, que seja capaz de captar tanto as características físicas como as restrições operacionais associadas aos sistemas hídricos.

De forma semelhante, Huertas-Hernando et al. (2017) analisam a real flexibilidade disponível por parte das hidrelétricas e sugerem medidas potenciais para a melhoria dos modelos utilizados, de forma a serem capazes de abranger esta disponibilidade de flexibilidade. Segundo eles, os modelos de sistemas hídricos utilizam uma versão simplificada do sistema elétrico, enquanto os modelos do sistema elétrico não representam fielmente as condições hídricas. Os autores recomendam que um modelo combinado deve incluir i) restrições de transmissão, ii) detalhes hidrológicos entre grandes áreas/subsistemas regionais com grande capacidade instalada/sistemas em cascata e iii) tratamento da incerteza e variabilidade de geração renovável (Huertas-Hernando et al., 2017).

Em um contexto de América Latina, a flexibilidade proporcionada por usinas hidrelétricas será de grande valia, haja visto a relevante utilização do recurso no continente e o potencial que ainda há para o desenvolvimento deste tipo de planta na região. O potencial hidrelétrico na América Latina chega a 615 GW, o que representa aproximadamente 20% do potencial mundial. O Brasil tem a maior parte dos recursos hidrelétricos, representando 42% do potencial regional, seguido pela Colômbia (16%), Peru (10%), México (9%), Venezuela (7%) e Argentina (7%). Aproximadamente 21% do potencial hidrelétrico está em uso em toda a região (Sheinbaum-Pardo et al., 2012).

Contudo, a totalidade deste potencial não poderá ser utilizada para proporcionar flexibilidade aos sistemas elétricos regionais. As crescentes preocupações ambientais têm pressionado os países no sentido de construir hidrelétricas a fio d'água, em detrimento das hidrelétricas com reservatório, para minimização do impacto ambiental.

Segundo o BID (2014), há uma tendência de diminuição da porcentagem de potência instalada das hidrelétricas no continente latino-americano, não só por questões ambientais, mas também pelo desenvolvimento do gás natural na região (vide Figura 3). México, Brasil, Chile e Argentina, se enquadram de certa maneira neste quadro, enquanto os países Andinos têm incrementado sua produção de energia hidrelétrica, diminuindo a produção de gás natural e derivados de petróleo.

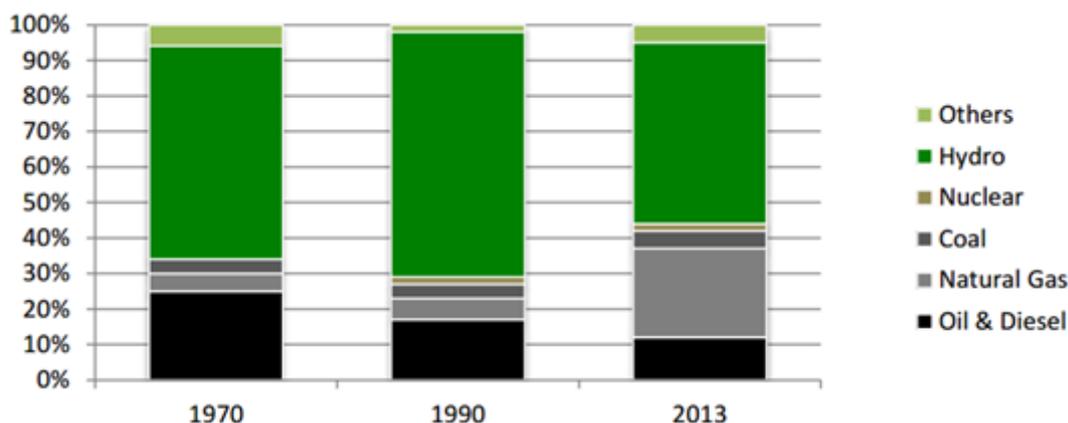


Figura 3: Geração de eletricidade nos países da América Latina e Caribe⁷ em, 1970, 1990, e 2013. Fonte: BID (2014)

Por fim, vale destacar a importância de uma interligação eficiente que seja capaz de transportar e integrar o recurso flexível conforme a necessidade da rede. Sem uma transmissão adequada, grande parte da flexibilidade pode ficar indisponível para auxiliar no equilíbrio do sistema.

Ao equilibrar de forma econômica a variabilidade de curto prazo da geração de energias variáveis, como eólica e solar, as usinas hidrelétricas flexíveis permitem a integração destas tecnologias no sistema a baixo custo, o que representa uma oportunidade para o desenvolvimento das energias renováveis não-convencionais.

3.2. Usinas termelétricas

Com o aumento da penetração de energias renováveis variáveis na rede, há a necessidade de um incremento da flexibilidade por parte das tecnologias de geração despacháveis. As usinas termelétricas, por exemplo, serão requisitadas a atuar de maneira diferente: mais partidas e paradas; realização de procedimentos de rampa mais rapidamente e mais frequentemente; além de entrar no modo de carga mínima mais regularmente e permanecer por mais tempo nesses níveis (Venkataraman et al., 2013; Michalke & Schmuck 2012).

Muitos tipos de tecnologia são capazes de realizar estas manobras, porém nem todas mantêm a devida eficiência com a mudança no perfil de operação. Uma vez que o objetivo de uma operação flexível é que estas manobras sejam realizadas mantendo um bom nível de eficiência e integridade dos equipamentos, nem todas as plantas que são capazes de realizar estes procedimentos podem ser consideradas flexíveis. Para alcançar a flexibilidade requerida é possível, em alguns casos, a realização de modificações em

⁷ Países membros do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID): México, Belize, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicarágua, Panamá, Bahamas, Barbados, República Dominicana, Guiana, Haiti, Jamaica, Suriname, Trinidad e Tobago, Bolívia, Colômbia, Equador, Peru, Venezuela, Brasil, Argentina, Chile, Paraguai e Uruguai. Porém, neste gráfico estão incluídos Cuba e Granada e não constam os números das Bahamas.

plantas já existentes, contudo, isto irá depender não só da tecnologia, mas também das especificidades da usina.

Cada tecnologia de geração possui um grau de flexibilidade, por exemplo: motores a combustão interna e turbinas a gás aeroderivativas são altamente flexíveis, enquanto usinas com ciclo combinado ou que realizam o ciclo a vapor possuem limitações para operarem com um perfil que não seja contínuo (Cavados, 2015). A Figura 4 contém um gráfico com os tempos de partida de cada tecnologia, um dos atributos relacionado à flexibilidade de usinas.

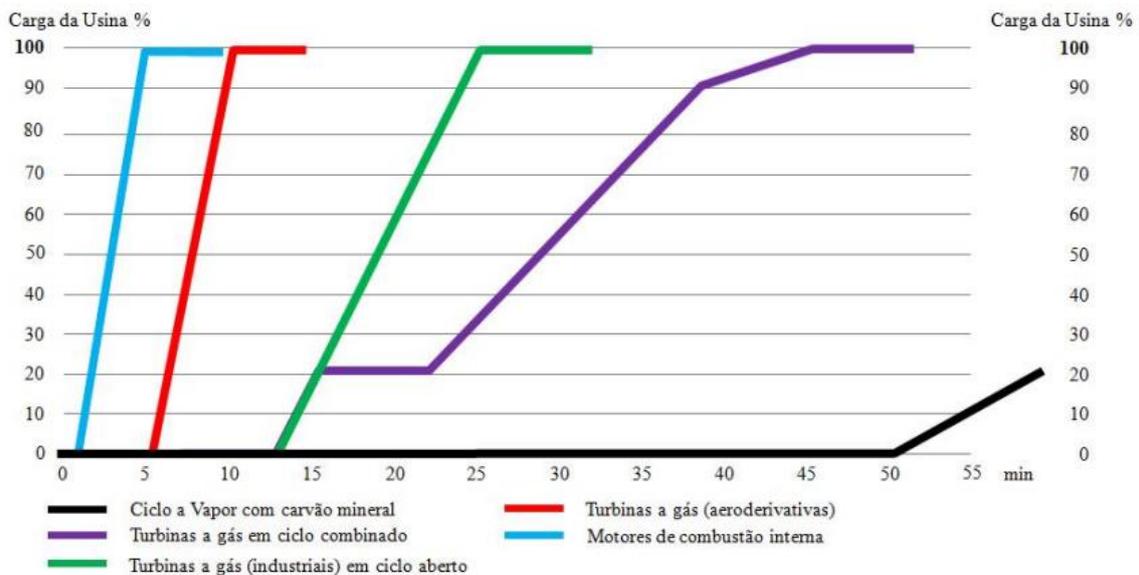


Figura 4: Tempos de partida de cada tecnologia Fonte: Cavados, 2015.

A flexibilidade operacional é um dos principais desafios para usinas térmicas da atualidade, sendo que esta flexibilidade pode ser obtida através de modificações em unidades existentes. Alguns geradores podem ser modificados de modo a aumentar as velocidades de rampa e a reduzir os níveis mínimos de geração e os tempos de partida, permitindo assim, um melhor balanceamento do sistema (Bird et al., 2013; Montañés et al., 2016).

A Figura 5 fornece um exemplo da flexibilidade necessária para uma penetração da energia eólica de 25% em Minnesota, nos EUA. O gráfico mostra a carga total e a carga residual para uma semana de operação do sistema. Para a utilização de toda a capacidade de energia eólica, é necessário que esta seja complementada com geração despachável. É possível observar as grandes variações da carga residual, que em alguns momentos possui rampas maiores até mesmo do que a geração eólica. Outra observação importante é que os geradores convencionais devem operar abaixo de seu ótimo operacional durante períodos de altas velocidades de vento, neste caso, geralmente à noite (Bird et al., 2013).

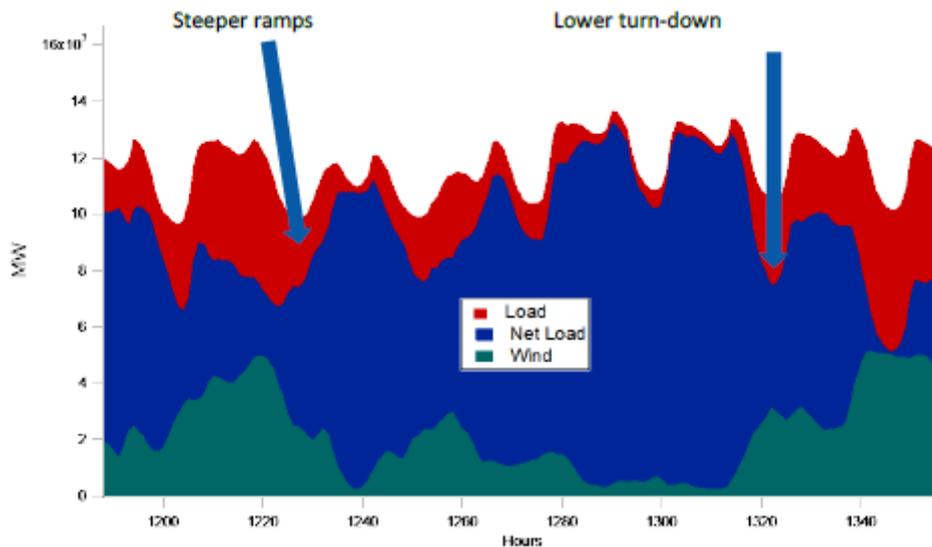


Figura 5: Cenário com uma penetração de 25% de energia eólica para Minnesota. Fonte: Bird et al. (2013)

O fato de geradores convencionais atuarem fora da capacidade nominal deve ser levado em consideração em cenários de alta penetração de energias renováveis, haja visto que será necessária uma mudança no papel destes geradores na rede. Do ponto de vista econômico, as energias renováveis intermitentes podem reduzir a rentabilidade das plantas que operam na base, como as usinas nucleares e a carvão, diminuindo o seu fator de capacidade e reduzindo os preços da eletricidade (Brouwer et al., 2015). Como consequência, isto tende a desestimular investimentos em novos empreendimentos de geração convencional de energia. Esta situação cria uma necessidade de reestruturação do modelo regulatório, capaz de encorajar investimentos em tecnologias que possam operar auxiliando o equilíbrio da carga e em momentos de pico da demanda por eletricidade.

A Figura 6 mostra o estudo realizado por GE Energy (2010), que simula os impactos que uma penetração de 35% de energias renováveis variáveis poderia causar a outras usinas no sistema elétrico do Oeste dos Estados Unidos.

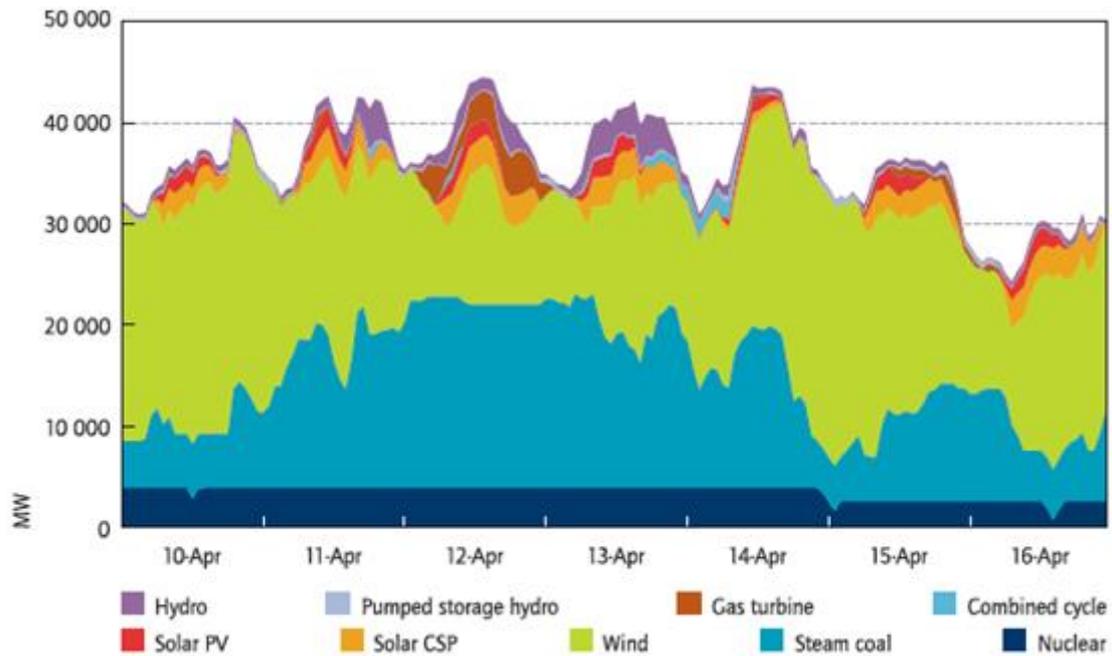


Figura 6: Impactos de uma penetração de 35% de energias renováveis variáveis nas outras usinas do Oeste dos Estados Unidos. Fonte: GE Energy, 2010.

Através do gráfico, é possível notar que a geração de energia a carvão é a primeira a ter sua geração deslocada, realizando ciclos muito mais frequentemente do que de costume, forçado pela alta geração de energia eólica, principalmente. Neste caso, até mesmo a energia nuclear, que está atuando na base, é forçada a realizar um *ramp down*, o que não é usual (GE Energy, 2010.).

Quando um gerador é desligado e religado, os sistemas de vapor e de água ficam submetidos a significativos gradientes de temperatura, que podem iniciar os processos de degradação dos materiais (Keatley et al., 2013). A fluência⁸ e a fadiga devido às tensões térmicas durante as operações de *cycling* constituem em grande parte os problemas da maioria das usinas termelétricas (Isaiahn et al., 2016). Os novos regimes de operação irão resultar em uma redução da vida útil do equipamento em relação à estimativa dos fabricantes, devido à combinação de fluência, fadiga, erosão, corrosão e outros mecanismos de deterioração que se acumulam ao longo do tempo (Isaiahn et al. (2015); Keatley et al., 2013).

Para proporcionar a flexibilidade necessária às operações da rede, é premente que sejam utilizados equipamentos adequados para esta função. A utilização de máquinas que foram projetadas para atuarem com um número limitado de ciclos e à plena carga em funções que deturpem estas designações irá diminuir o tempo de vida útil dos equipamentos, assim como aumentar seus custos de manutenção. Ademais, estes novos

⁸ Para materiais produzidos em aço, a fluência pode ser definida como a deformação que ocorre quando o material está sujeito a estresses constantes a elevadas temperaturas (Keatley et al., 2013).

custos e expectativas de vida útil não são de fácil previsão, visto que os testes realizados pelos fabricantes não previram tais perfis de operação. Isto é um empecilho para a realização de projetos de geração térmica, pois sem estimativas adequadas do tempo de vida útil e dos custos envolvidos não é possível estimar a viabilidade econômica de forma apropriada.

O ideal é que para a realização do equilíbrio da carga e da geração de pico sejam utilizadas tecnologias designadas para estes fins, que já estão disponíveis no mercado e cada vez mais com maior grau de desenvolvimento em relação à flexibilidade operacional. Desta forma, os equipamentos poderão trabalhar com os perfis para os quais foram projetados, com ausência de danos e de custos superiores aos esperados.

Passaremos a seguir a detalhar o papel de cada uma das diferentes térmicas na integração das fontes intermitentes ao sistema.

3.2.1. Termelétricas a gás

As termelétricas a gás de ciclo simples (muitas vezes turbinas aeroderivativas, por possuírem maiores eficiência) empregam o ciclo termodinâmico Brayton: de forma geral, a combustão do gás natural resulta na sua expansão na turbina, gerando energia e expelindo um gás de exausto ainda a elevadas temperaturas. As eficiências alcançadas por estas usinas são relativamente pequenas: aproximadamente 30-40% (Haglund & Elmegaard, 2009).

De modo a obter melhores eficiências, é possível aproveitar o gás de exausto proveniente do ciclo Brayton que seria liberado na atmosfera, acoplando um outro ciclo à operação, o ciclo Rankine (geração a vapor). Esta junção dos dois ciclos é chamada de ciclo combinado e consegue alcançar eficiências de mais de 60% (MIT, 2011). Para a operação em ciclo combinado, é mais comum a utilização de turbinas industriais, por trabalharem em maiores escalas e curiosamente por serem menos eficientes: o fato de possuírem uma menor eficiência faz com que o gás do exausto liberado possua uma temperatura maior, logo, mais calor poderá ser aproveitado pelo ciclo Rankine, aumentando a eficiência do ciclo combinado.

As turbinas a gás de ciclo simples são capazes de prover um alto grau de flexibilidade com baixos custos de capital ao sistema. Todavia, esta tecnologia apresenta baixas eficiências e seus custos de operação são mais elevados quando comparados a outros tipos de tecnologia com menor flexibilidade, como usinas nucleares ou a carvão. Isto faz com que as termelétricas a gás de ciclo simples tenham sua utilização direcionada para operações de pico e para acompanhar as rampas causadas pelas fontes intermitentes (Roche et al., 2013).

Para sistemas com uma alta penetração de energias renováveis variáveis, há uma necessidade crescente de tecnologias que sejam capazes de prover o balanceamento do sistema sem aumentar demasiadamente seus custos. Neste contexto, as termelétricas

a ciclo combinado figuram como uma boa alternativa: as maiores eficiências deste tipo de usina culminam em um menor custo (por MW) e em menores emissões de CO₂. No entanto, a mudança no modo de operação das usinas térmicas a ciclo combinado tende a reduzir a sua eficiência, que ainda é uma das maiores prioridades dos fabricantes e de gestores de termelétricas a gás (Tsoutsanis et al., 2016; Breeze, 2014). Isto tem motivado um contínuo desenvolvimento de novas tecnologias de projeto e fabricação, além de novas práticas operacionais que visam operar as usinas a ciclo combinado de forma mais flexível (partidas rápidas e maior capacidade de *cycling*), sem prejudicar a sua eficiência (Vorushylo et al., 2016; Buschmeier et al., 2014; Michalke & Schmuck, 2012; Feldmüller et al., 2015).

Em relação à flexibilidade das termelétricas de ciclo combinado, a taxa de rampa vai depender do número de unidades que a planta possui. Por exemplo, no caso da planta possuir duas turbinas a gás que realizem procedimentos de rampa a uma taxa de 50 MW/min cada, acopladas a um ciclo a vapor, a taxa de rampa será a soma da rampa das duas turbinas, 100 MW/min. Já o tempo de partida, dado a inércia térmica do ciclo a vapor, é dependente do tempo que a planta permaneceu desligada. Para usinas que permanecem fora de uso por curtos períodos de tempo (exemplo, uma noite) a partida é realizada a quente e é mais rápida do que procedimentos de arranque com plantas que permanecem desligadas durante um longo período (MIT, 2011). A Tabela 2 mostra algumas características relevantes para a flexibilidade das termelétricas a gás.

Tabela 2: Características de flexibilidade das termelétricas a gás.

	Ciclo simples	Ciclo Combinado	
		1 unidade	2 unidades
Tempo de partida	5-10 min	< 30 min (a quente)	< 30 min (a quente)
Velocidade de rampa	50 MW/min	50-70 MW/min	100-140 MW/min
Operação em carga parcial	36% de eficiência a 50% da carga nominal	-	-
Carga mínima	-	33-47%	16-23%

Fonte: Elaboração própria a partir de GE Power & Water, 2013; GE Power & Water, 2015a e GE Power & Water, 2015b

O tempo de arranque das plantas de ciclo combinado normalmente não é limitado pela turbina a gás. Ele depende de uma série de fatores, dentre os quais, o início do funcionamento da caldeira de recuperação de calor (HRSG) e o gerenciamento da produção de vapor através do exausto da turbina a gás. (Venkataraman et al., 2013; MIT, 2011).

O potencial para melhorar a flexibilidade operacional de uma termelétrica de ciclo combinado depende muito de soluções integradas que levem em consideração os componentes da planta de ambos ciclos, principalmente a fronteira entre os dois, ou seja, a interação entre a turbina a gás com o ciclo a vapor (Buschmeier et al., 2014).

Na fronteira entre os dois ciclos, está a caldeira de recuperação de calor, que utiliza o calor do exausto da turbina a gás para gerar vapor para o ciclo Rankine. Desta forma, as medidas para a melhoria da flexibilidade focam, principalmente, em modificações na caldeira de recuperação de calor ou outras operações que contribuam para o desacoplamento da turbina a gás do ciclo a vapor no momento do arranque. Tais procedimentos, já disponíveis em algumas plantas mais recentes, podem tornar as operações de partida 50% mais rápidas (Venkataraman et al., 2013). Entretanto, um possível desdobramento deste mecanismo é o aumento dos custos do processo; com o desacoplamento dos dois ciclos, a turbina a gás passa a operar em ciclo simples, sem aproveitar o calor liberado no exausto, acarretando em menores eficiências. Esta situação irá ocorrer somente enquanto o ciclo a vapor ainda não tiver realizado a partida, pois este possui um tempo de arranque maior do que a turbina a gás (ciclo Brayton). Ainda assim, esta situação pode ser resolvida, pois existem "*retrofits*" eficientes para melhorar a resposta do ciclo a vapor durante a partida (Venkataraman et al., 2013).

A realização da partida de plantas de ciclo combinado de forma integrada, com os dois ciclos juntos e de forma rápida é obtida quando a turbina a vapor ainda está em uma condição quente. Este é o caso de uma parada de um dia, porém não é possível caso a usina esteja desligada por períodos mais extensos, dado que o ciclo a vapor esfria em paradas longas. Da mesma forma, qualquer outro método que impeça o esfriamento do ciclo a vapor poderá auxiliar em uma partida mais rápida, como, por exemplo, manter a planta ligada, funcionando a cargas muito baixas em vez de desligá-las (Feldmüller et al., 2015; Buschmeier et al., 2014; Breeze, 2014)

Outra alternativa para aumentar a flexibilidade das termelétricas de ciclo combinado é utilizar um maior número de turbinas de menores capacidades, em vez de poucas turbinas com grandes capacidades. Cada turbina estaria acoplada a uma caldeira de recuperação de calor e a uma turbina a vapor, formando vários sistemas de ciclo combinado. Para a operação da usina global em carga parcial, é possível desligar algumas unidades, de modo a manter as outras unidades à plena carga na maior parte do tempo, ou seja, em sua máxima eficiência. Todavia, é importante notar em que medida isto é capaz de manter a eficiência global da planta, pois mesmo com a vantagem de operar muitas unidades à carga nominal, há a desvantagem de turbinas a gás de menores escalas possuírem menores eficiências (Breeze, 2014).

Com uma demanda crescente por menores tempos de partida, demandas de pico mais acentuadas e menores tempos de rampa, a resposta dos fabricantes para atender estas

solicitações é o desenvolvimento de medidas que tornem as turbinas a gás utilizadas em ciclo combinado capazes de operar a altas eficiências nestas condições.

Assim, a tendência é que cada vez mais plantas que operam em ciclo combinado sejam utilizadas para o equilíbrio da carga nos sistemas elétricos enquanto as termelétricas a gás de ciclo simples permaneçam realizando operações em momentos de pico da demanda, por possuírem maiores custos operacionais.

3.2.2. Motores a diesel para sistemas isolados

Outra tecnologia que possui elevada flexibilidade com alta capacidade de realizar procedimentos de rampa e baixos tempos de partida são os motores a combustão interna. Porém, da mesma forma que as turbinas a gás de ciclo simples, estes também possuem altos custos de operação e talvez não sejam os mais adequados para operarem auxiliando o equilíbrio da carga residual quando há outras opções disponíveis.

Em um contexto de América Latina, é importante lembrar que ainda há restrições relacionadas a aspectos da rede. O acesso à eletricidade é um grande desafio para os países latino-americanos, o que leva a consequências para o desenvolvimento da região. Na América Central, por exemplo, estima-se que cerca de 8 milhões de pessoas ainda não possuam acesso à eletricidade. Este número é ainda maior para o Peru e Bolívia, nos quais juntos, um total de 9 milhões de pessoas estão restritas ao acesso à eletricidade, por viverem longe de centros urbanos e redes elétricas (BID, 2014).

Além disso, devido a limitações geográficas, econômicas e técnicas, não é conveniente a interligação destas regiões com a rede. Os altos custos associados à construção de subestações, extensão das linhas e manutenção são determinantes para que a conexão à rede não seja realizada para estas regiões, que geralmente possuem baixas populações (Rezzouk & Mellit, 2015).

Um caminho para aumentar o acesso à eletricidade de sistemas remotos é a eletrificação de modo a formar sistemas isolados da rede. Com a abundância de recursos renováveis na América Latina, a geração de energia de tais sistemas isolados pode ser conduzida com o aproveitamento das fontes eólica, solar e hidrelétrica, por exemplo, o que ajudaria a reduzir a dependência da importação de combustíveis fósseis destas regiões. Contudo, a variabilidade das energias renováveis faz com que haja uma grande dependência do abastecimento às condições climáticas, resultando em projetos de energias renováveis superestimados e de altos custos. Desta forma, torna-se necessário uma forma de *back up* para as energias renováveis, através de armazenamento de energia e/ou geração despachável. O uso de baterias aumentaria substancialmente o custo de capital dos projetos, visto que as energias renováveis ainda também possuem custos de investimento elevados (Rezzouk & Mellit, 2015). Neste caso, a construção de um sistema híbrido de energia, em que seja possível conciliar fontes renováveis de energias e fontes despacháveis, para a adequação do equilíbrio da carga seria factível (Yamegueu et al., 2011; Aidoo et al., 2016).

Geradores a diesel são o tipo de geração mais comum de eletricidade em áreas remotas, afastadas da rede elétrica, uma vez que possuem alta confiabilidade e disponibilidade e devido ao baixo custo de geradores, quando comparados a outros tipos de geração de energia. (Aidoo et al., 2016; Rezzouk & Mellit, 2015). Suas características técnicas os fazem ser capazes de prover flexibilidade ao sistema nos momentos em que as energias renováveis não estejam disponíveis. Porém, como desvantagens, os motores a combustão interna possuem altas emissões (devido à alta relação C/H do diesel), altos custos de manutenção e altos custos associados ao próprio combustível (Rezzouk & Mellit, 2015). No caso de sistemas isolados da rede elétrica, a viabilidade econômica é desfavorecida também pelo fator transporte do combustível até as usinas de geração nos sistemas, geralmente distante de onde é realizada a produção do diesel.

Sistemas híbridos são a forma mais adequada de prover eletricidade a sistemas isolados da rede, conciliando os pontos fortes e fracos das energias renováveis e da geração a diesel, de forma complementar; conforme anteriormente mencionado, os geradores a diesel possuem baixos custos de investimento, alta flexibilidade, alta confiabilidade, altos custos de operação e elevadas emissões. Por sua vez, as energias renováveis variáveis possuem elevados custos de capital, baixa confiabilidade, baixos custos de operação, e baixas emissões (Yamegueu et al., 2011; Rezzouk & Mellit, 2015).

De modo a atuar como *back up* para as energias renováveis, os geradores a diesel são muito úteis. Este tipo de geração é capaz de realizar operações de rampa de mais de 250 MW/min (muito mais rápidos do que turbinas a gás, por exemplo), além de possuir uma partida rápida: podem atingir a carga nominal em 2 minutos (Wartsilä, 2017).

Desta maneira, para sistemas sem conexão à rede, a implementação de geradores a diesel como forma de *back up* para as energias renováveis figura como a opção mais adequada em relação a aspectos técnicos, econômicos, sociais e ambientais, considerando o estado da arte das tecnologias de geração. Com sistemas híbridos torna-se viável a obtenção de uma geração estável e contínua, de custos de operação reduzidos, de menor dependência por combustíveis fósseis, de níveis de emissões inferiores de gases poluentes (estes três últimos, em relação a outros sistemas isolados 100% diesel) e minimizando o vertimento de eletricidade (Rezzouk & Mellit, 2015).

Uma questão a destacar, que retarda a integração de energias renováveis nas regiões isoladas é o subsídio dado ao diesel e o alto custo de capital das fontes renováveis em comparação ao do gerador diesel. Isto estimula a construção de sistemas isolados 100% diesel e desencoraja a geração através sistemas híbridos. Desta forma, é importante que, além da implementação da eletrificação, sejam estabelecidas políticas de incentivo às energias renováveis variáveis, principalmente em regiões onde os recursos renováveis são abundantes, como é o caso da América Central (BID, 2014).

3.2.3. Usinas nucleares

Historicamente, diferentemente dos geradores a diesel, as usinas nucleares sempre atuaram de forma contínua a plena carga nos sistemas elétricos (Ingersoll, 2016). Esta estratégia, em grande parte, tem sido realizada devido aos altos custos de capital das usinas nucleares aliado a um baixo custo de combustível, o que torna necessário um alto fator de capacidade para amortização do investimento (Ingersoll, 2016; Ruth et al., 2014; Cany et al., 2016; MIT, 2011; Locatelli et al., 2017; IEC, 2012).

Desta forma, em um cenário de alta penetração de energias renováveis, a viabilidade econômica de usinas nucleares tende a ser comprometida, uma vez que estas irão operar durante um menor período de tempo, diminuindo a sua receita. Sendo assim, a utilização de usinas nucleares como forma de *back up* das energias renováveis é mais recomendada para aquelas usinas que já tiveram seu investimento recuperado. Além dos motivos econômicos, há também razões técnicas que fazem com que as usinas nucleares sejam mais adequadas para geração de base, pois elas não foram projetadas para a realização de operações dinâmicas. A flexibilidade de um reator nuclear é restrita por suas propriedades físicas, que limitam o valor das rampas em 5% da potência nominal por minuto (5%/min) e exigem de seis a oito horas para um *ramp up* até a plena carga (IEC, 2012; Cany et al., 2016).

Como consequência, o funcionamento fora do seu ótimo operacional pode desencadear maiores danos aos equipamentos, aumentando os custos de manutenção (Ingersoll, 2016; Ruth et al., 2014; Cany et al., 2016).

No entanto, em alguns países, como Alemanha e França, por exemplo, devido à elevada fatia da energia nuclear nas matrizes de geração elétrica, as usinas nucleares têm começado a operar de forma a auxiliar o equilíbrio do sistema. Neste sentido, as práticas utilizadas na geração nuclear estão sendo continuamente adaptadas de forma a ajudar no balanceamento do sistema (Cany et al., 2016).

No modo de operação flexível, as unidades devem contribuir para fornecimento de serviços de reserva, auxiliando no balanceamento e na estabilidade de frequência do sistema. Para isso, o reator deve se manter gerando abaixo de sua potência nominal, o que implica em redução da geração nuclear e em diminuição das receitas, como descrito anteriormente (Cany et al., 2016).

Uma maneira de manter o alto fator de capacidade de usinas nucleares aliada a taxas de fornecimento de eletricidade variáveis é a destinação do calor das energias nucleares para processos industriais. Desta maneira, seria possível produzir eletricidade e, com qualquer excesso de energia (devido à intermitência das fontes renováveis), fornecer calor para setores intensivos em energia, tal como a indústria química (Ruth et al., 2014; Ingersoll, 2016; Locatelli et al., 2017).

A ideia principal deste mecanismo de equilíbrio de carga através da cogeração pode ser atingida operando a usina nuclear à plena carga durante todos os momentos. Em momentos de alta demanda por eletricidade, a energia nuclear é totalmente convertida em energia elétrica encaminhada para a rede, enquanto que em momentos em que a demanda é reduzida, parte do calor vira eletricidade e outra parte é direcionada para a produção industrial (Locatelli et al., 2017).

As plantas com reatores modulares (*SMR - small modular reactors*) são ideais para este tipo de aplicação. O pequeno tamanho de um SMR permite que ele se adapte melhor às operações de equilíbrio da carga devido à sua maior agilidade para responder ao ciclo térmico. As especificidades que uma planta nuclear deve possuir para a realização do equilíbrio da carga são basicamente: capacidade de operar entre 50 e 100% da carga nominal do reator; velocidade de rampa de pelo menos 3% da potência nominal por minuto; e a capacidade de realizar pelo menos duas variações de carga por dia, 5 por semana e 200 por ano (Locatelli et al., 2017).

No entanto, a realização das operações necessárias para o equilíbrio da carga por parte das usinas nucleares possui consequências do ponto de vista econômico e mecânico. Por mais que as SMR sejam preferidas para o balanceamento do sistema frente às grandes usinas nucleares, este não é o modo de operação ideal (Ingersoll, 2016).

3.2.4. Usinas a carvão

Da mesma forma que as usinas nucleares, as termelétricas a carvão não foram projetadas para uma operação flexível, mas sim para a operação na base. A faixa de operação de uma planta a carvão é restrita basicamente pelo seu tamanho, pelas características do combustível, pela pressão de operação e pelos aspectos dos equipamentos, como caldeira e turbina a vapor e dos controles. Geralmente os operadores utilizam as plantas mais antigas para atuar em modo flexível, pois são unidades menores (maior facilidade para execução de procedimentos de rampa) e porque seus custos de capital já foram amortizados (Venkataraman et al., 2013; MIT, 2011; IEC, 2012).

Uma das manobras necessárias para uma operação flexível, a operação em carga parcial a baixas potências, afeta o processo de combustão da caldeira da termelétrica a carvão. Sua carga mínima é geralmente 70%-80% da capacidade; novos geradores de pico de alta capacidade ou especialmente projetados podem trabalhar em 50% da capacidade ou menos, mas a menor produção levará a um maior consumo de combustível por kWh gerado (IEC, 2012; Venkataraman et al., 2013). Sengupta et al., (2007) estudaram a operação de uma usina a carvão operando em carga parcial a 100, 75, 60 e 40% da carga nominal e notaram que o equipamento que mais contribui para a irreversibilidade do

ciclo é a caldeira, que contribui para cerca de 60% da perda de exergia⁹. A operação em carga parcial aumenta as irreversibilidades no ciclo, sendo maiores as perdas quanto maior for a redução de carga¹⁰.

As termelétricas a carvão também não são adequadas para a realização frequente de *cycling*, uma vez que elas podem necessitar de várias horas para partir ou desligar. O tempo de partida de uma usina a carvão vai depender do tempo em que a usina permaneceu desligada. Quanto mais quente a planta, mais rápido será seu arranque. Em geral, a partida a frio é a mais danosa aos equipamentos, devido ao elevado gradiente de temperatura nos materiais¹¹ (IEC, 2012; Venkataraman et al., 2013).

As plantas a carvão têm velocidades de rampa de 1 MW/min a 12 MW/min, dependendo do tamanho e tecnologia. Dentre os fatores que impactam na velocidade de rampa se destaca a variação da qualidade do combustível, que corresponde diretamente a variações na temperatura, tornando assim o controle na mudança de potência mais difícil. Mesmo operando a baixas velocidades, as operações de rampa podem prejudicar o funcionamento de equipamentos das plantas movidas a carvão. Por exemplo, o controle dos parâmetros da caldeira se torna mais difícil, a dinâmica da combustão é elevada, o que pode adicionar mais estresse ao equipamento (Venkataraman et al., 2013).

Apesar das características desfavoráveis das plantas a carvão para operação de forma flexível, muitas têm sido forçadas a operar desta maneira (Wang et al., 2017). Por conseguinte, para um melhor funcionamento das plantas e diminuição dos custos neste modo de operação, devem ser tomadas medidas para adaptar as plantas a este novo paradigma. Para o MIT (2011), é tecnicamente possível projetar uma termelétrica a carvão para operação de forma flexível, no entanto isto requer uma mudança drástica na concepção geral da planta¹².

Kubik et al. (2015) examinaram uma série de medidas que poderiam ser tomadas para aumentar a flexibilidade das instalações térmicas que operam na Irlanda do Norte. A opção com menos barreiras à implementação, que não requer nenhuma modificação física, é uma mistura de queima de carvão com suporte contínuo de óleo durante épocas

⁹ Exergia representa o máximo da parcela da energia que pode ser convertida em trabalho útil. Diferente da energia, a exergia não se conserva e é degradada devido à irreversibilidades dos processos. Desta forma, uma análise exérgica pode identificar as fontes onde os processos podem ser aprimorados (Sengupta et al., 2007).

¹⁰ A geração mínima estável para plantas a carvão também depende da qualidade do combustível, pois o carvão é encontrado em diferentes localidades com variadas composições e características, o que pode afetar as operações dos equipamentos (Kubik et al., 2015).

¹¹ Para plantas de tamanho médio, uma classificação comumente utilizada para diferenciação da partida é: < 8 horas desligada = partida a quente; 8 a 48 horas desligada = partida morna; > 48 horas desligada = partida a frio.

¹² Por exemplo, a adição de caldeiras auxiliares pode ajudar a manter os componentes quentes e reduzir o tempo de arranque (Venkataraman et al., 2013).

de alta geração de vento. Isto proporcionaria reduções de vertimento de vento, dos custos operacionais do sistema e das emissões de carbono.

Dentre as tendências tecnológicas para as usinas térmicas, Zebian & Mitsos (2013) acreditam que a opção econômica de geração de energia a partir de combustíveis fósseis será em breve acompanhada pela exigência de Captura Carbono. No meio de outras opções de combustíveis fósseis, os desenvolvedores de políticas sugerem que as termelétricas a carvão sejam as primeiras a implementar essas tecnologias de mitigação (Kler et al., 2013). As usinas elétricas a carvão que operam na base são consideradas como as mais adequadas para captura, devido ao seu consumo elevado e constante de um combustível com alto teor de carbono (Husebye et al., 2011).

3.2.5. Usinas com Captura de Carbono

A captura de carbono tem sido proposta como forma de tornar acessível uma transição energética para uma geração de baixo carbono. Ela apresenta um potencial significativo para evitar a emissão de CO₂ de grandes poluidores, como siderúrgicas, cimenteiras, termelétricas, etc. Todavia, esta tecnologia está relacionada a elevados custos de investimento e operacionais referentes a um alto consumo de energia (Husebye et al., 2011; Kler et al., 2013; Zebian & Mitsos, 2013).

Nos últimos anos, tem ocorrido uma crescente preocupação com o papel que a captura de carbono poderia ter em sistemas com alta penetração de energias renováveis variáveis. Desta forma, apesar dos estudos de plantas com captura de carbono terem sido conduzidos em projetos para operação na base, a atual conjuntura de entrada de fontes intermitentes fará com que estas usinas sejam cada vez mais pressionadas a operar dinamicamente e prover suporte para a rede (Haines & Davison, 2009; Montañés et al., 2016).

Uma opção para aumentar a flexibilidade de usinas com captura de carbono é projetar as plantas de forma que a captura de carbono possa ser desligada ou reduzida em momentos de pico da demanda. Como consequência, durante estes períodos, o CO₂ deixaria de ser capturado (ou teria sua captura reduzida). Além de aumentar a flexibilidade, este mecanismo faz com que a energia utilizada na captura, referente a 20-30% da potência da planta, fique disponível para comercialização ou outros usos (Haines & Davison, 2009; Mechleri et al., 2017; Mac Dowell & Shah, 2015).

O processo de captura pós-combustão é o mais adequado para a desativação da captura, uma vez que a totalidade da energia consumida no processo de captura pode ser recuperada neste caso. Por sua vez, para plantas que realizam a captura na pré-

combustão e oxcombustão, somente uma parcela da energia destinada à captura pode ser recuperada (Haines & Davison, 2009)¹³.

A flexibilidade das plantas com captura de carbono também é factível mesmo que se deseje manter a captura constante. Isto é possível com a redução da taxa de regeneração de solvente usado para a extração do CO₂, que consome grande quantidade de energia. Desta maneira, em momentos de alta demanda por eletricidade, os tanques de armazenamento são usados para estocar temporariamente a carga de solvente rica em CO₂ (para ser regenerada posteriormente, em momentos de baixa demanda por energia), de modo a reduzir a exigência por energia. Assim, o solvente com baixas concentrações de CO₂ (que foi regenerado em momentos de baixa demanda por energia), armazenado em outros tanques, é utilizado para manter a captura em plena carga. Com este mecanismo, é possível cortar uma etapa do processo momentaneamente, acelerando a geração de energia sem deixar de capturar o gás carbônico. Esta estratégia é pertinente em casos em que há restrições de emissões de CO₂, uma vez que o CO₂ continuará sendo capturado (Zaman & Lee, 2015; Mechleri et al., 2017; Lucquiaud et al., 2014; Mac Dowell & Shah, 2015; Husebye et al., 2011).

Contudo, tais medidas são acompanhadas de aumentos de custos e/ou aumento das emissões de CO₂. Desta maneira, os benefícios trazidos em termos de flexibilidade por modificações nas plantas de captura de carbono devem ser minuciosamente analisados em conjunto com suas desvantagens.

3.3. Conclusão

Apesar das dificuldades para a expansão da capacidade hidroelétrica, a América Latina possui condição impar para a utilização dos recursos flexíveis hidrelétricos para o balanceamento do sistema em um cenário com altas penetrações de energias renováveis variáveis. Isto ocorre não somente pela grande capacidade instalada de usinas hidrelétricas na América Latina, como também pelo potencial de instalação de novas unidades. Todavia, a realização deste potencial depende muito da capacidade do setor elétrico em compatibilizar as construções das hidrelétricas com as restrições ambientais reinantes.

Para uma grande penetração de energias renováveis variáveis, pode haver uma mudança de papel da energia hidrelétrica. Neste sentido, a hidroeletricidade deve ser considerada principalmente como um recurso flexível, e não apenas como um recurso energético. Usinas hidrelétricas que poderiam não ser viáveis do ponto de vista energético, podem vir a ser, caso sejam considerados os benefícios operacionais que a flexibilidade associada às mesmas pode trazer ao sistema como um todo.

¹³ O mecanismo de desativação da captura é o mais benéfico no caso de um retrofit, visto que não requer investimento extra (Zaman & Lee, 2015).

Outra tecnologia de grande relevância no que diz respeito à flexibilidade são as usinas a gás natural. Por sua importância cada vez mais notável na geração elétrica dos países latinos, principalmente no México e na Argentina, o gás natural merece atenção devido às suas características técnicas. As usinas a gás de ciclo simples tendem a ser utilizadas para cobrir a demanda de pico devido à sua alta flexibilidade e elevados custos de operação. Por sua vez, as plantas com ciclo combinado, por serem mais eficientes e, conseqüentemente, apresentarem menores custos operacionais, são mais adequadas para atender à carga base e intermediária, o que irá corroborar em uma maior utilização quando comparadas às usinas de ciclo simples. As usinas a ciclo combinado, em sua maioria, possuem restrições técnicas relacionadas à flexibilidade, porém, como descrito anteriormente, há *retrofits* disponíveis e usinas novas projetadas especialmente para operarem auxiliando o equilíbrio da carga residual.

Com uma relevância menor no contexto de América Latina, as usinas térmicas a carvão também possuem restrições técnicas que limitam sua flexibilidade. As térmicas a carvão são as usinas mais adequadas para implementação da captura de carbono, por possuírem um baixo custo de combustível (tendem a operar na base, com alto fator de capacidade) e por emitirem elevados volumes de poluentes por MW gerado. Desta forma, com a implantação da captura de carbono, sua flexibilidade é reduzida ainda mais, devido a uma maior complexidade e necessidade de processos adicionais. Suas restrições de flexibilidade e baixa participação na matriz energética da América Latina faz com que haja uma tendência de as plantas a carvão continuarem a operar na base, sem necessidade de forçar uma flexibilidade ao sistema.

De igual forma, com pouca relevância na América Latina, são as usinas nucleares. As mesmas estão presentes no Brasil, México e Argentina ocupando pequenas fatias da matriz elétrica. Elas possuem flexibilidade operacional limitada e são requisitadas para operarem na base por razões técnicas e econômicas. Por sua baixa participação na geração de eletricidade dos sistemas latino-americanos, acredita-se que as mesmas não serão requisitadas para prover flexibilidade à rede.

Por outro lado, a geração a óleo combustível e a diesel estão presentes em grande parte da América Latina, principalmente nos países produtores, como México e Venezuela, e nos sistemas isolados, como as ilhas do Caribe. Contudo, este tipo de geração é uma grande emissora de gases de efeito estufa e poluentes de efeito local, além de possuir elevados custos operacionais, o que a torna desinteressante em um cenário com baixas emissões de carbono. É recomendado que este tipo de tecnologia seja utilizada em pequena escala, nos sistemas que não estão conectados à rede, e em conjunto com energias renováveis variáveis, devido à sua alta flexibilidade, confiabilidade e baixo custo de investimento.

A mudança de paradigma dos sistemas elétricos tende a influenciar o modo de operação das usinas despacháveis. Esta situação pode gerar conseqüências tanto do ponto de vista técnico quanto do ponto de vista econômico. O fato de as usinas serem utilizadas

com um perfil diferente dos quais foram designadas pode levar a maiores desgastes do material, diminuindo sua eficiência, seu tempo de vida útil e elevando seus custos. Os fabricantes de turbinas e geradores estão cada vez mais disponibilizando equipamentos visando à oferta de flexibilidade aos sistemas, tanto para plantas novas como para *retrofits* em plantas já existentes. Todavia, é importante não somente a disponibilização do recurso flexível, como também a realização de testes que contemplem este novo perfil de operação com mais partidas e paradas, mais operações de rampa, menor carga mínima e um maior tempo de operação em carga parcial. Desta forma, é possível, para o investidor ter sob controle o real tempo de vida útil do equipamento, que impactará diretamente nos custos e na amortização do capital do mesmo.

Tendo em vista a remuneração das plantas, para aquelas que terão seu fator de capacidade reduzido com a entrada de energias renováveis, como plantas de ciclo combinado, por exemplo, deve-se atentar para uma possível diminuição em suas receitas ao longo dos anos. Um possível desdobramento é o desincentivo em investimentos em novas usinas. Neste sentido, é premente que sejam desenvolvidas políticas que possam sanar este quadro, de modo a conciliar altas penetrações de energias renováveis variáveis com a disponibilidade necessária dos recursos flexíveis.

Referências

- ABNT, 2013. ABNT NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Associação Brasileira de Normas Técnicas.
- Ackermann, T.; Carlini, E. M.; Ernst, B.; Groome, F.; Orths, A.; O'Sullivan, J.; Rodriguez, M. T.; Silva, V., 2015. Integrating Variable Renewables in Europe: Current Status and Recent Extreme Events. *IEEE Power & Energy Magazine*. November/December 2015. 67-77.
- Aidoo, I. K.; Sharma, P.; Hoff, B., 2016. Optimal controllers designs for automatic reactive power control in an isolated wind-diesel hybrid power system. *Electrical Power and Energy Systems*, v81, 387–404p
- ANEEL, 2016. Nota Técnica nº 603/2016. Brasil: Agencia Nacional de Energia Elétrica.
- Apostolopoulou, D., Sauer, P. W., & Dominguez-Garcia, A. D. (2015). Balancing authority area coordination with limited exchange of information. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2015–Sept. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286133>
- Benatia, D.; N. Johnstone and I. Haščič, 2013. Effectiveness of Policies and Strategies to Increase the Capacity Utilisation of Intermittent Renewable Power Plants”, *OECD Environment Working Papers*, 57, OECD Publishing.
- Berndt, H., Hermann, M., Kreye, H., Reinisch, R., Scherer, U., & Vanzetta, J., 2007. *Transmission Code*. Berlin: VDN. Disponível em: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode.pdf)
- Bertsimas, D., Litvinov, E., Sun, X. A., Zhao, J., & Zheng, T., 2013. Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1), 52–63. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2205021>
- BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento, 2014. Study on the Development of the Renewable Energy Market in Latin America and the Caribbean. Working paper.
- BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento, 2014. Study on the Development of the Renewable Energy Market in Latin America and the Caribbean. Working paper.
- BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento, 2014a. Analysis of the impact of increased Non- Conventional Renewable Energy generation on Latin American Electric Power Systems: Tools and Methodologies for assessing future Operation, Planning and Expansion. Discussion paper. Energy Division.

- BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento, 2014a. Analysis of the impact of increased Non- Conventional Renewable Energy generation on Latin American Electric Power Systems: Tools and Methodologies for assessing future Operation, Planning and Expansion. Discussion paper. Energy Division.
- Bird, L. & Lew, D., 2012. Integrating Wind and Solar Energy in the U.S. Bulk Power System: Lessons from Regional Integration Studies. National Renewable Energy Laboratory. Conference Paper - American Clean Skies Foundation: CERF III 2012.
- Bird, L.; Milligan, M.; Lew, D., 2013. Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report. 2013.
- Breeze, P., 2014. Power Generation Technologies. Published by Elsevier Ltd.
- Brouwer, A. S.; van den Broek, M.; Seebregts, A.; Faaij, A., 2015. Operational flexibility and economics of power plants in future low-carbon power systems. Applied Energy, v156, 107–128p
- Buschmeier, M.; Kleinwächter, T.; Feldmüller, A.; Köhne, P. Improving Flexibility of the Combined Cycle Power Plant Hamm Uentrop to Cover the Operational Profiles of the Future. POWER-GEN Europe 2014, Cologne - Track 6, Session 4. Trianel Gaskraftwerk Hamm GmbH & Co. KG & Siemens Energy I.
- Buttler, A., Dinkel, F., Franz, S., & Spliethoff, H., 2016. Variability of wind and solar power--An assessment of the current situation in the European Union based on the year 2014. Energy, 106, 147–161.
- Cany, C.; Mansilla, C.; Costa, P.; Mathonnière, G.; Duquesnoy, T.; Baschwitz, A., 2016. Nuclear and intermittent renewables: Two compatible supply options? The case of the French power mix. Energy Policy v95, 135–146p
- Carrión, M., & Arroyo, J. M., 2006. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. IEEE Transactions on Power Systems, 21(3), 1371–1378.
- Cavados, G. A., 2015. Análise do impacto da introdução das fontes intermitentes no setor elétrico brasileiro: estudo de caso da região Nordeste. Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2015.
- Centro de Control para el Régimen Especial, 2009. Red eléctrica de España. Madrid.
- Cochran, J., Bird, L.; Heeter, J.; Arent, D. J., 2012. Integrating Variable Renewable Energy in Electric Power Markets: Best Practices from International Experience. NREL/TP-6A00-53732. April 2012.
- Cochran, J.; Denholm, P.; Speer, B.; Miller, M., 2015. Grid Integration and the Carrying Capacity of the U.S. Grid to Incorporate Variable Renewable Energy. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report. NREL/TP-6A20-62607. April 2015

- De La Torre, M., Juberias, G., Dominguez, T., & Rivas, R., 2012. The CECRE: Supervision and control of wind and solar photovoltaic generation in Spain. In Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE (pp. 1–6).
- DE VOS, 2013. Kristof. Sizing and Allocation of Operating Reserves following Wind Power Integration (Dimensioneren en toewijzen van operationele reserves met het oog op de integratie van windenergie). Katholieke Universiteit Leuven, 2013. 21-41 p. DLR, 2016. Energy system model REMix. Disponível em: http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/Modellbeschreibungen/DLR_Energy_System_Model_REMix_short_description_2016.pdf - Acesso em fevereiro de 2017.
- Deane, J. P., Drayton, G., & Gallachóir, B. P. Ó., 2014. The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation. *Applied Energy*, 113, 152–158.
- Denholm, P.; Clark, K.; O’Connell. M., 2016. On the Path to SunShot: Emerging Issues and Challenges in Integrating High Levels of Solar into the Electrical Generation and Transmission System. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-65800, May 2016.
- Denholm, P.; Hand, M., 2011. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy*, v39, 1817–1830p
- Duvison, M., 2007. Integración de la energía renovable en la operación del sistema: el centro de control de régimen especial (CECRE). *Economía Industrial*, (364), 187–190.
- Ela, E.; Milligan, M.; Kirby, B., 2011. Operating Reserves and Variable Generation: A comprehensive review of current strategies, studies, and fundamental research on the impact that increased penetration of variable renewable generation has on power system operating reserves. Technical Report. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5500-51978, August 2011.
- Ela, E., Milligan, M., & O’Malley, M., 2011a. A flexible power system operations simulation model for assessing wind integration. In Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE (pp. 1–8).
- Ela, E., Milligan, M., Parsons, B., Lew, D., & Corbus, D., 2009. The evolution of wind power integration studies: past, present, and future. In Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES’09. IEEE (pp. 1–8).
- Energy Community, 2014. Final Report of SEE Regional Balancing Integration Study. Electricity Coordination Center.
- ENTSOE. Dynamic Line Rating for overhead lines – V6. Current Practice. Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity. Disponível em: https://www.entsoe.eu/Documents/SOC_documents/Regional_Groups/Continental_Europe/Dynamic_Line_Rating_V6.pdf. , 2015

- Eser, P.; Singh, A.; Chokani, N.; Abhari, R. S., 2016. Effect of increased renewables generation on operation of thermal power plants. *Applied Energy*, v164, 723–732p
- Farahmand, H.; Milligan, M.; Holttinen, H.; Kiviluoma, J.; Söder, L., 2017. Studying possibilities of hydropower in wind integration. In *Proceedings of WIW2017 workshop Vienna*.
- Feldmüller, A.; Roehr, F.; Zimmerer, T., 2015. From Base to Cycling Operation - Innovative Operational Concepts for CCPs. Siemens AG Power Generation Services Power and Gas.
- Foley, A. M., Leahy, P. G., Marvuglia, A., & McKeogh, E. J., 2012. Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*, 37(1), 1–8.
- GE Energy, 2010. Western Wind and Solar Integration Study, Preparado para NREL. Golden, Colorado. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf>> -acessado em abril de 2017.
- Oree, V.; Hassen, S. Z. S.; Fleming, P. J., 2017. Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v69, 790–803p
- GE Power & Water, 2013. GE's Aeroderivatives in Mining Applications. Distributed Power. Disponível em: <https://powergen.gepower.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/distributed-power-downloads/documents/gea_19832b_aeroderivatives_in_mining_applications_brochure_r1_lr.pdf> - Acessado em março de 2017
- GE Power & Water, 2015a. 7HA.01/.02 Gas Turbine – The World Largest and Most Efficient Heavy Duty Gas Turbine. Disponível em: <<http://pdf.directindustry.com/pdf/ge-gas-turbines/7ha01-02-gas-turbine/34155-626678.html>> - Acessado em março de 2017
- GE Power & Water, 2015b. 9HA.01/.02 Gas Turbine – The World Largest and Most Efficient Heavy Duty Gas Turbine. Disponível em: <<http://pdf.directindustry.com/pdf/ge-gas-turbines/9ha01-02-gas-turbine/34155-626677.html>> - Acessado em março de 2017
- GE Power, 2015. POWERing 2016 the World with Gas Power Systems. Disponível em: <https://powergen.gepower.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/documents/product/2016-gas-power-systems-products-catalog.pdf> - Acessado em março de 2017
- Giebel, G., Landberg, L., Kariniotakis, G., & Brownsword, R., 2003. State-of-the-art Methods and software tools for short-term prediction of wind energy production. In *EWEC - European Wind Energy Conference and exhibition, 2003*. Hansen, A. D.; Altin, M.; Iov, F., 2016. Provision of enhanced ancillary services from wind power plants e Examples and challenges. *Renewable Energy*, 97, 8-18p.

- Gimeno-Gutierrez, M.; Lacal-Arantequi, R., 2015. Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage based on two existing reservoirs. *Renewable Energy*, v75, 856-868p
- Haglund, F.; Elmegaard, B., 2009. Methodologies for predicting the part-load performance of aero-derivative gas turbines. *Energy*, v34, 1484–1492p
- Haines, M.R.J.; Davison, E., 2009. Designing Carbon Capture power plants to assist in meeting peak power demand. *Energy Procedia*, v1 1457–1464p
- Harby, A.; Sauterleute, J.; Killingtveit, A.; Solvang, E., 2015. Hydropower for energy storage and balancing renewables. *International Conference on Hydropower for Sustainable Development, Dehradun*.
- Huertas-Hernando, D. et al, 2017. Hydro power flexibility for power systems with variable renewable energy sources: an IEA Task 25 collaboration. *WIREs Energy Environ* 2017, v6, 220p
- Husebye, J.; Anantharaman, R.; Fleten, S., 2011. Techno-economic Assessment of Flexible Solvent Regeneration & Storage for Base Load Coal-Fired Power Generation with Post Combustion CO₂ Capture. *Energy Procedia*, v4, 2612–2619p
- Ibanez, E.; Magee, T.; Clement, M.; Brinkman, G.; Milligan, M.; Zagona, E., 2014. Enhancing hydropower modeling in variable generation integration studies. *Energy*, v74, 518-528p
- IEA – International Energy Agency, 2011. *Harnessing variable renewables. A Guide to the Balancing Challenge*
- IEA – International Energy Agency, 2011. *Harnessing variable renewables. A Guide to the Balancing Challenge*
- IEA – International Energy Agency, 2014. *The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*.
- IEA – International Energy Agency, 2014. *The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*.
- IEA – International Energy Agency, 2016. *Next Generation Wind and Solar Power: From cost to value*.
- IEC - International Electrotechnical Commission, 2012. *Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage*.
- IEC - International Electrotechnical Commission, 2012. *Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage*.

- Ingersoll, D. T., 2016. Small Modular Reactors: Nuclear Power Fad or Future? Woodhead Publishing Series in Energy: Number 90.
- IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2011. Renewable Energy sources and climate change mitigation. Summary for policymakers and technical summary. Published for the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IRENA (2016). Renewable Energy Market Analysis, IRENA, Abu Dhabi.
- Isaiah, T.; Dabbashi, S.; Bosak, D.; Sampath, S.; Lorenzo, G. D. P.; Pilidis, P., 2015. Life Analysis of Industrial Gas Turbines Used As a Back-Up to Renewable Energy Sources. *Procedia CIRP*, v38, 239 – 244p
- Isaiah, T.; Dabbashi, S.; Bosak, D.; Sampath, S.; Lorenzo, G. D. P.; Pilidis, P., 2016. Life cycle evaluation of an intercooled gas turbine plant used in conjunction with renewable energy. *Propulsion and Power Research* (article in press)
- Keatley, P.; Shibli, A.; Hewitt, N.J., 2013. Estimating power plant start costs in cyclic operation. *Applied Energy*, v111, 550–557p
- Kern, J. D.; Patino-Echeverri, D.; Characklis, G. W., 2014. The Impacts of Wind Power Integration on Sub-Daily Variation in River Flows Downstream of Hydroelectric Dams. *Environmental. Science. Technology*, v48, 9844–9851p
- King, J., Kirby, B., Milligan, M., & Beuning, S., 2012. Operating Reserve Reductions from a Proposed Energy Imbalance Market with Wind and Solar Generation in the Western Interconnection, *Disponível em: <https://pdfs.semanticscholar.org/46d4/21a4225f94ff2108f48333cd66cce94e9563.pdf>*
- Kirby, Brendan, 2007. Ancillary Services: Technical and Commercial Insights. Prepared for Wartsila. July, 2007
- Kler, R. C. F.; Verbaan, M.; Goetheer, E. L. V., 2013. Reducing the cost of Post Combustion Capture technology for Pulverized Coal Power Plants by flexible operation. *Energy Procedia*, v37 2703 – 2714p.
- Kubik, M. L.; Coker, P. J.; Barlow, J. F., 2015. Increasing thermal plant flexibility in a high renewables power system. *Applied Energy*, v154, 102–111p
- Kumar, N., Besuner, P. M., Lefton, S. A., Agan, D. D., & Hilleman, D. D., 2012. Power Plant Cycling Costs. *Disponível em: <http://wind.nrel.gov/public/WWIS/APTECHfinalv2.pdf>*
- Lenzi, V.; Ulbig, A.; Andersson, G. 2013. Impacts of Forecast Accuracy on Grid Integration of Renewable Energy Sources. Power Systems Laboratory, ETH Zurich, Switzerland.

- LI, Xiangjun; HUI, Dong; LAI, Xiaokang. Battery energy storage station (BESS)-based smoothing control of photovoltaic (PV) and wind power generation fluctuations. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* v. 4, n. 2, p. 464–473, 2013.
- Locatelli, G.; Fiordaliso, A.; Boarin, S.; Ricotti, M. E., 2017. Cogeneration: An option to facilitate load following in Small Modular Reactors. *Progress in Nuclear Energy*, v97 153-161p
- Lucquiaud, M.; Fernandez, E. S.; Chalmers, H.; Mac Dowell, N.; Gibbinsa, J., 2014. Enhanced operating flexibility and optimised off-design operation of coal plants with post-combustion capture. *Energy Procedia*, v63, 7494 – 7507p
- Mac Dowell, N.; Shah, N., 2015. The multi-period optimisation of an amine-based CO₂ capture process integrated with a super-critical coal-fired power station for flexible operation. *Computers and Chemical Engineering*, v74, 169–183p.
- Makarov, Y., Etingov, P., Zhou, N., Ma, J., Samaan, N., Diao, R., Sastry, C., 2010. Analysis Methodology for Balancing Authority Cooperation in High Penetration of Variable Generation. Pacific Northwest National Laboratory, U.S Depart.
- Mechleri, E.; Fennell, P. S.; Mac Dowell, N., 2017. Optimisation and evaluation of flexible operation strategies for coal and gas-CCS power stations with a multi-period design approach. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v59, 24–39p
- Medeiros, A.B. 2016. Modelação dos parâmetros ambientais para a otimização da gestão de congestionamentos na transmissão de potência eólica, Dissertação de Mestrado, Universidade de Lisboa.
- Michalke, P.; Schmuck, T., 2012. Powerful Products for the Enhanced Flexibility of Gas Turbines. POWER-GEN Europe 2012, Cologne, Germany. Energy Sector – Service Division -Siemens AG
- MIT, 2011. Managing Large-Scale Penetration of Intermittent Renewables. An MIT Energy Initiative Symposium - MIT Energy Initiative, April 20, 2011. MIT Energy Initiative Symposium on Managing Large-Scale Penetration of Intermittent Renewables.
- MME – Ministério de Minas e Energia. Leilões de Energia Elétrica. Disponível em: http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html - Acessado em fevereiro de 2017.
- Montañés, R. M.; Korpås, M.; Nord, L. O.; Jaehnert, S., 2016. Identifying operational requirements for flexible CCS power plant in future energy systems. *Energy Procedia* v86, 22 – 31p
- NREL, 2015. Balancing area coordination : efficiently integrating renewable energy into the grid. Greening the Grid. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63037.pdf>

- Oliveira, P. A. P.; Ribeiro, P. F.; Netto, R. S., 2015. Planejamento de Redes Inteligentes para Sistemas de Transmissão - Tecnologias, Aplicações e Projetos. Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos – GPL. XXIII SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu – PR
- ONS, 2010. Controle da Geração em Operação Normal. Procedimentos de Rede, Submódulo 10.6, Revisão 1.1. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2010.
- ONS, 2016. Submódulo 3.6, Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasil, 2016. Disponível em: http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento%7B_%7Drede/procedimento%7B_%7Drede.aspx
- ONS, 2016a. Procedimentos de Rede. Submódulo 10.6 - Controle da Geração. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasil 2016.
- ONS, 2017. Reserva de Potência Operativa. Disponível em: http://www.ons.org.br/operacao/reserva_potencia_operativa.aspx. Acesso em: 10 abr. 2017.
- OSIsoft, 2014. Big Data Analytics and Real Time Data Awareness at CECRE (Control Center for Renewable Energies). In EMEA Users Conference. Lisboa, Portugal.
- Papaefthymiou, G.; Dragoon, K., 2016. Towards 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility G. Energy Policy, 92, 69–82p.
- Pereira, S., Ferreira, P., & Vaz, A. I. F., 2014. Short-term electricity planning with increase wind capacity. Energy, 69, 12–22.
- Perez, M. J. R. & Fthenakis, V. M., 2015. On the spatial decorrelation of stochastic solar resource variability at long timescales. Solar Energy, 117 46–58p.
- Red Eléctrica de España, 2010. Centro de Control de Energías Renovables (Cecre)- con locución-. Disponível em: <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/infografias-y-mapas/centro-de-control-de-energias-renovables-cecre-con-locucion>. Acesso em: April 10, 2015.
- Red Eléctrica de España, 2016. Avance del informe del Sistema Eléctrico Español. Disponível em: http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_elctrico_2016.pdf
- Rezzouk, H.; Mellit, A., 2015. Feasibility study and sensitivity analysis of a stand-alone photovoltaic–diesel–battery hybrid energy system in the north of Algeria. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v43, 1134–1150p
- Riesz, J. & Milligan, M., 2015. Designing electricity markets for a high penetration of variable renewables. WIREs Energy Environ, 4, 279–289p.

- Roche, R; Idoumghar, L.; Suryanarayanan, S.; Daggag, M.; Solacolu, C.; Miraoui, A., 2013. A flexible and efficient multi-agent gas turbine power plant energy management system with economic and environmental constraints. *Applied Energy* v101, 644–654p
- Ruth, M. F.; Zinaman, O. R.; Antkowiak, M.; Boardman, R. D; Cherry, R. S., Bazilian, M. D., 2014. Nuclear-renewable hybrid energy systems: Opportunities, interconnections, and needs. *Energy Conversion and Management*, v78, 684–694p
- S. Venkataraman; G. Jordan; M. O’Connor; N. Kumar; S. Lefton; D. Lew; G. Brinkman; D. Palchak; J. Cochran, 2013. Cost-Benefit Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants. Subcontract Report NREL/SR-6A20-60862
- Sales, W. S. S., 2009. Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica. Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica. UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ.
- Schlachtberger, D.P.; Becker, S.; Schramm, S.; Greiner, M. 2016. Backup flexibility classes in emerging large-scale renewable electricity systems. *Energy Conversion and Management* 125, 336–346p
- Schwarfeger, L., & Santos, D. (2014). Review of Distributed Generation Interconnection Standards. In EEA Conference & Exhibition. Auckland.
- Sengupta, S.; Datta, A.; Duttagupta, S., 2007. Exergy analysis of a coal-based 210 MW thermal power plant. *Int. J. Energy Res.*, v31, 14–28p
- Sheinbaum-Pardo, C.; Ruiz, B. J., 2012. Energy context in Latin America. *Energy*, v40, 3946p
- SONG, Yong-Hua; JOHNS, Allan. Flexible ac transmission systems (FACTS). IET, 1999.
- Soto, C., 2014. Las energías renovables no convencionales: ¿Son una opción sustentable y rentable en Chile? Programa Magister en Ciencias mención en Recursos Hidricos, Universidad Austral de Chile.
- Troy, N., Denny, E., & O’Malley, M., 2010. Base-load cycling on a system with significant wind penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2), 1088–1097. Tsili, M., & Papathanassiou, S., 2009. A review of grid code technical requirements for wind farms. *IET Renewable Power Generation*, 3(3), 308–332.
- Tsoutsanis, E.; Meskin, N.; Benammar, M.; Khorasani, K., 2016. A dynamic prognosis scheme for flexible operation of gas turbines. *Applied Energy*, v164, 686–701p

- Turconi, R.; O'Dwyer, C.; Flynn, D.; Astrup, T., 2014. Emissions from cycling of thermal power plants in electricity systems with high penetration of wind power: Life cycle assessment for Ireland. *Applied Energy*, v131, 1–8p
- Von Appen, J., Braun, M., Stetz, T., Diwold, K., & Geibel, D., 2013. Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 11(2), 55–64.
- WGA - Western Governors Association, 2012. Meeting renewable energy targets in the West at Least cost: The integration challenge.
- Vorushylo, I.; Keatley, P.; Hewitt, NJ, 2016. Most promising flexible generators for the wind dominated Market. *Energy Policy*, v96, 564–575p
- Wang, C.; Liu, M.; Li, B.; Liu, Y.; Yan, J., 2017. Thermodynamic analysis on the transient cycling of coal-fired power plants: Simulation study of a 660 MW supercritical unit. *Energy*, v122, 505-527p
- Wartsilä 2017. Combustion Engine vs Gas Turbine: Ramp Rate. Disponível em: <<http://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-ramp-rate>> - Acessado em março de 2017
- Yamegue, D.; Azoumah, Y.; Py, X.; Zongo, N., 2011. Experimental study of electricity generation by Solar PV/diesel hybrid systems without battery storage for off-grid áreas. *Renewable Energy*, v36, 1780-1787p
- Zaman, M.; Lee, J. H., 2015. Optimization of the various modes of flexible operation for post-combustion CO2 capture plant. *Computers and Chemical Engineering*, v75, 14–27p
- Zebian, H.; Mitsos, A., 2013. Pressurized oxy-coal combustion: Ideally flexible to uncertainties. *Energy*, v57, 513-526p
- Zebian, H.; Mitsos, A., 2014. Pressurized OCC (oxy-coal combustion) process ideally flexible to the thermal load. *Energy*, v73, 416-429p
- Zheng, H., Jian, J., Yang, L., & Quan, R., 2016. A deterministic method for the unit commitment problem in power systems. *Computers and Operations Research*, 66, 241–247. <https://doi.org/10.1016/j.cor.2015.01.012>