

Aplicação da Otimização Robusta com Conjuntos Incertos Dinâmicos no Problema da Designação de Geradores com Geração Eólica

Marcos Roberto Bombacini

Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Rua Cristo Rei, 19 – Toledo - Paraná
bombacini@utfpr.edu.br

Ademir Alves Ribeiro

Universidade Federal do Paraná
Avenida Coronel Francisco H. Santos, 210 – Curitiba - Paraná
ademir.ribeiro@ufpr.br

RESUMO

O problema da designação de geradores no gerenciamento de energia almeja encontrar o agendamento ótimo minimizando os custos de produção para um conjunto de diferentes unidades de geração: hidrelétricas, termelétricas, eólicas,..., ao mesmo tempo em que satisfaz uma ampla variedade de restrições do sistema. A solução deste problema se traduz em quais geradores serão ligados ou desligados e quanto tempo permanecerão ou mudarão seus estados de acordo com a variação da demanda em tempo real. A otimização robusta possibilita a modelagem das incertezas originárias da demanda variável e da geração eólica intermitente e volátil por intermédio de um conjunto incerto e garante que a solução encontrada pode satisfazer qualquer designação possível com relação a esta maneira de definir-se a incerteza. Este trabalho mostra uma maneira de modelar o conjunto incerto dos parâmetros através de dois parâmetros que variam dinamicamente: a demanda da carga e a energia fornecida pelos geradores eólicos.

PALAVRAS CHAVE. Otimização Robusta, Designação de Geradores, Incerteza.

EN - PO na Área de Energia

ABSTRACT

The problem of the unit commitment in power management aims to find the optimal schedule minimizing production costs for a set of different generation units: hydroelectric, thermoelectric, wind..., while satisfying a wide variety of system constraints. Fixing this translates into which generators will be switched on or off and how long will remain or change their states according to demand change in real time. The robust optimization enables the modeling of uncertainty originating in the variable demand and the intermittent and volatile wind generation through an uncertain set and ensures that the solution can satisfy any possible designation with respect to this way of defining the uncertainty. This work shows a way to model the uncertain set of parameters through two parameters that vary dynamically: the load demand and the energy provided by wind generators.

KEYWORDS. Robust Optimization, Unit Commitment, Uncertainty.

EN - PO in Energy Area

1. Introdução

O problema da designação de geradores no gerenciamento de energia almeja encontrar o agendamento ótimo de produção para um conjunto de unidades de geração ao mesmo tempo em que uma ampla variedade de restrições do sistema é satisfeita. Este sempre foi um problema difícil, de larga escala e não convexo, especialmente tendo em vista o fato de que os requisitos operacionais implicam que o mesmo precisa ser resolvido em um tempo "injustificavelmente" pequeno; recentemente, a capacidade de geração sempre crescente das energias renováveis tem contribuído fortemente para o nível de incerteza no sistema, tornando o modelo de designação de geradores ideal um programa de larga escala, não convexo, incerto, estocástico, robusto, com restrição de chance.

Trabalhos recentes propuseram modelos de otimização robusta para problemas de designação de geradores. Bertsimas *et al.* (2013), Jiang *et al.* (2012), Zhao e Zeng (2012) apresentaram modelos robustos adaptativos de dois estágios, com decisões de designação no primeiro estágio e decisões de despacho no segundo estágio. Em Bertsimas *et al.* (2013) um modelo robusto de dois estágios para a designação de geradores com restrições de segurança foi formulado e testado no sistema de potência operado pela ISO da Nova Inglaterra. Jiang *et al.* (2013) trataram de uma formulação incluindo hidroeletricidade bombeada armazenada sob a saída incerta da energia eólica. Modelos híbridos e objetivos alternativos têm sido explorados para mitigar o conservadorismo da solução robusta em Jiang *et al.* (2012), Zhao *et al.* (2013). Métodos de soluções eficiente para designação robusta de dois estágios têm sido propostos por Lee *et al.* (2013). Recentemente, Zeng e Zhao (2013) apresentaram técnicas de aceleração baseadas em planos de corte e na geração de coluna para resolver o problema de designação robusta de dois estágios sob todas as restrições das linhas de transmissão.

O problema da designação de geradores está descrito na seção 2. A seção 3 discute como é feito o gerenciamento de incertezas no problema de designação de geradores. A seção 4 expõe o paradigma da otimização robusta. A seção 5 apresenta os métodos de otimização robusta para a designação de geradores. A seção 6 define a nomenclatura usada no problema da designação de geradores. A seção 7 apresenta a formulação determinística para a designação de geradores e a seção 8 mostra as diferenças na formulação robusta. A seção 9 define o conceito de conjuntos incertos dinâmicos que serão utilizados na implementação da otimização robusta. A seção 10 os resultados esperados com esta abordagem e a seção 11 as referências utilizadas para a composição deste artigo.

2. O Problema da Designação de Geradores

O agendamento ótimo em curto prazo de geradores para atender a demanda de energia elétrica com um baixo risco tem sido motivo de preocupação das concessionárias de energia nas últimas cinco décadas e por esta razão isto tem sido amplamente tratado pela literatura Cohen(1987), Sheble(1994), Padhy(2004), Bhardwaj(2012), Tahanan(2014). Este problema é conhecido por Designação de Geradores, *Unit Commitment*, em inglês. Um modelo detalhado de designação de geradores corresponde a um problema em larga escala de programação não linear inteira mista, onde o custo operacional de todos os geradores, sujeito ao equilíbrio de potência e as restrições técnicas em cada intervalo do período de otimização, é minimizado. Entretanto, com o passar do tempo diferentes modelos aproximados foram usados e métodos intuitivos tais como Enumeração Exaustiva Kerr(1966) e Lista Prioritária Lee(1988) foram inicialmente aplicados a pequenos sistemas elétricos de potência. Mais tarde, o aumento simultâneo da infraestrutura elétrica e do poderio computacional levaram à aplicação de técnicas formais de otimização tal como a abordagem da Programação Dinâmica Snyder(1987) para resolver o problema da designação de geradores. Desde as primeiras aplicações da Programação Dinâmica, a formulação matemática do problema da designação não parou de evoluir e várias revisões bibliográficas foram publicadas. Algumas delas serão discutidas para obter uma progressão

histórica Cohen(1987), Sheble(1994), Padhy(2004), Bhardwaj(2012), Tahanan(2014). Até o ano 2000 duas principais tendências da evolução puderam ser identificadas: modelagem de novas restrições operacionais e aplicação de diferentes técnicas de otimização.

Em 1987, Cohen *et al.* estudaram 76 referências e discutiram o escopo do problema da designação de geradores em curto prazo, com ênfase nas restrições hidro térmicas Cohen(1987). Os métodos de solução disponíveis naquela época para o problema do escalonamento de geradores eram: Programação Dinâmica, Relaxação Lagrangeana, Método Branch-and-Bound e decomposição Benders. Em 1994, Sheble *et al.* apresentaram uma lista de 80 referências disponíveis para a solução do problema do escalonamento de geradores termelétricos e concluíram que a Relaxação Lagrangeana era a técnica mais promissora para resolver o problema de designação de geradores em curto prazo Sheble(1994). Os inconvenientes para as abordagens da Programação Dinâmica foram o tratamento sub ótimo das restrições dos geradores intertemporais e a necessidade de limitar as designações consideradas em cada hora para envolver a natureza combinatória do problema da designação de geradores. Além disso, o princípio da otimalidade pode ser violado quando as restrições de tempo mínimo ligado/desligado são consideradas [9].

Em 2004, Padhy reuniu 35 anos de pesquisas na designação de geradores incluindo cerca de 150 artigos publicados até então Padhy(2004). Três tópicos foram discutidos: o primeiro foi minimização do custo da designação de geradores versus as primeiras formulações de maximização de lucro, a segunda foi a inclusão das restrições em relação à rede e as restrições de segurança na designação de geradores e o terceiro foi as técnicas de otimização. Naquela época uma nova tendência foi identificada em relação a uma abordagem de otimização mais adequada para problemas de designação de geradores: os modelos híbridos baseados em uma combinação de técnicas consideradas clássicas e das técnicas mais inovadoras empregando métodos heurísticos. O artigo de Padhy foi atualizado em 2012 por Bhardwaj *et al.*, mas comentários com relação a tendências para pesquisa foram evitadas. Finalmente, um resumo de literatura exaustivo, com mais de 400 referências, em métodos de otimização aplicados a designação de geradores em larga escala, com atenção especial dada para considerações sobre incerteza, foi publicado por Tahanan *et al.* Tahanan(2014).

Atualmente, os sistemas de potência vêm enfrentando transformações operacionais devido à integração da geração variável de energias renováveis. A variabilidade adicional e a incerteza deste tipo de geração têm aberto uma nova linha de pesquisa relacionando a sua incorporação a demanda da geração ao problema da designação de geradores. Este acréscimo adicional na geração com característica variável incide sobre a capacidade do sistema de potência preservando economicamente o equilíbrio de energia sem o aumento do risco operacional. O uso do critério clássico de segurança na formulação do escalonamento de geradores, em particular o requisito de reserva determinístico N-1, tem sido questionado em publicações científicas, tanto por razões econômicas quanto por razões de segurança Bertsimas(2014). Assim, diferentes alternativas têm sido propostas, principalmente nos últimos 10 anos, com a ênfase recente na representação explícita das incertezas dentro do modelo de designação de geradores.

Neste sentido, um consenso em favor das formulações da Programação Linear Inteira Mista parece emergir. Argumentos para esta escolha têm sido apresentados na literatura, mas uma compreensiva discussão nas técnicas de otimização aplicadas na designação de geradores sob incertezas poderia ser prematuro, por exemplo, as abordagens da Otimização Robusta e da Otimização com Restrição de Chances ainda precisam ser exploradas com maior profundidade. Alternativamente, uma visão geral sob as considerações da incerteza em modelos da designação de geradores poderia auxiliar os pesquisadores e a indústria a manter a rota dos desenvolvimentos recentes no tópico. O objetivo deste trabalho não é fornecer uma revisão de literatura exaustiva, mas apresentar a evolução dos modelos de designação de geradores com uma apresentação de certos

aspectos que impactam na segurança do sistema.

3. Gerenciamento de Incertezas no Problema de Designação de Geradores

Uma tendência particularmente relevante nos sistemas elétricos atuais é sempre aumentar o uso de fontes de produção renováveis ou intermitentes tais como a energia eólica e a energia solar. Esta prática aumenta significativamente a incerteza implícita no sistema. Esta incerteza implícita, até então, era devida quase completamente a mudanças na demanda de carga pelos usuários, cuja previsão poderia ser realizada de maneira bastante eficiente. Outra fonte de incerteza é a ocorrência de falhas, que poderia ser tratada disponibilizando-se alguma energia proveniente de reserva girante. Ignorar tal acréscimo substancial nos níveis de incerteza em relação aos modelos comuns existentes incorre em um risco inaceitável que o cálculo do agendamento da produção pode ser significativamente mais oneroso do que se fosse antecipado, ou mesmo inviável. Entretanto, incorporar a incerteza nos modelos é bastante desafiador, em particular em vista das dificuldades nas versões determinísticas da designação de geradores.

Felizmente, os métodos de otimização capazes de lidar com incerteza têm sido uma área de pesquisa bastante ativa na última década, e vários desses desenvolvimentos podem e têm sido aplicados ao problema da designação de geradores. Isto é facilmente explicado, além da importância prática da designação de geradores com incerteza, pela combinação de dois fatores: por um lado a diversidade de ambientes operacionais que precisam ser levados em consideração, e por outro lado o fato de que as múltiplas técnicas de solução aplicáveis já disponíveis para a designação de geradores ser muito mais formatada pela necessidade de decidir como a incerteza será modelada. Na verdade, a literatura oferece três tipos de abordagens que possuem requisitos práticos e computacionais substancialmente diferentes: Otimização Estocástica, Otimização Robusta e Otimização com Restrição de Chance. A escolha de uma ou de outra modelagem possui enormes implicações no formato da designação de geradores com incerteza, sua potencial robustez a despeito da incerteza, o custo esperado dos agendamentos calculados da produção e o custo computacional de determiná-los; tudo isto implica que a designação de geradores com incerteza ainda não está tão bem resolvido quanto a designação determinística de geradores também sendo uma área de pesquisa promissora.

4. Paradigma da Otimização Robusta

Para simplificar a formulação, utilizou-se um problema de otimização linear com incertezas, mas as considerações podem ser generalizadas para outros tipos de problemas de otimização com incerteza. A formulação 'geral' de um problema de otimização com incertezas é como a seguir:

$$\min_x \{c^T x : Ax \leq d\}_{(c,A,d) \in U} \quad (1)$$

onde $c \in \mathbb{R}^n$, $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ e $d \in \mathbb{R}^m$ denotam os coeficientes com incerteza, e U denota o conjunto incerto especificado pelo usuário. O paradigma "básico" da otimização robusta é baseado nas três suposições a seguir Ben-Tal(2009):

1. Todas as variáveis de decisão $x \in \mathbb{R}^n$ representam as decisões 'aqui e agora': elas não devem obter valores numéricos específicos como um resultado da solução do problema antes que os dados reais 'se revelem'.
2. O tomador de decisão é totalmente responsável pelas consequências das decisões tomadas quando, e somente quando, os dados reais estão dentro de um conjunto incerto pré-especificado U .

3. As restrições do problema com incertezas em questão são "hard", ou seja, o tomador de decisão não pode tolerar violações das restrições quando os dados estiverem no conjunto incerto pré-especificado U .

Além das suposições 'básicas', pode ser assumido sem perda de generalidade que:

1. o objetivo é determinado;
2. a restrição do lado direito é determinada;
3. U é compacto e convexo; e
4. a incerteza é uma restrição sensata.

5. Métodos de Otimização Robusta para Designação de Geradores com Incerteza

As abordagens de otimização robusta levam a custos substancialmente mais elevados para o escalonamento proposto, um preço para a robustez muito alto Bertsimas(2004) com relação as abordagens da otimização estocástica quando as distribuições da incerteza são suficientemente bem caracterizadas. Isto se deve principalmente porque a otimização robusta protege-se contra cada evento no conjunto de incerteza especificado independentemente de sua probabilidade, e, portanto pode considerar eventos extremamente improváveis, embora várias abordagens de otimização robusta tenham parâmetros, ou seja, orçamentos para incerteza, que podem ser usados para ajustar os graus de proteção oferecidos pelo modelo Bertsimas(2003), Chen(2007), Nemirovski(2006), mesmo assim, em geral ajustar esses parâmetros é bastante trivial. Para reduzir o preço da robustez associado com os clássicos conjuntos elipsoidais e os conjuntos incertos com Γ -robustez propostos em Ben-Tal(1998), Bertsimas(2004), Ghaoui(1998), estudos subsequentes investigaram modelos robustos suaves e leves Ben-Tal(2010), Fischetti(2009). Mais recentemente, Robustez Multibanda Büsing(2012), Büsing(2013), foi proposto como uma generalização dos Γ -robustez que podem suportar uma representação estratificada e melhorada da incerteza e uma redução no seu conservadorismo, enquanto mantém a tratabilidade computacional e a acessibilidade do Γ -robustez.

O mais antigo trabalho utilizando as técnicas da otimização robusta foi Saric(2007), onde um problema claro de mercado foi considerado sob algumas restrições do tipo da designação de geradores. A principal ideia foi usar uma abordagem de otimização robusta adaptativa que particiona o conjunto incerto e permite que as decisões sejam especificadas para cada subconjunto; as restrições são então ponderadas no problema principal. Os resultados são comparados com a otimização robusta tradicional e a abordagem completa anteciparia o pior caso.

Em Wang(2011) uma abordagem de otimização robusta foi considerada onde o conjunto incerto da carga foi um simples intervalo, de maneira que os métodos a partir do intervalo da programação linear, por exemplo Chinneck(200), podem ser empregados junto com a decomposição Benders para resolver o modelo. O principal enfoque do trabalho está na segurança da rede.

Em Wu(2012) uma abordagem de intervalo de incerteza semelhante foi comparada com a abordagem baseada em cenários; os resultados mostraram que a primeira é bastante sensível para a escolha do intervalo, mas é rapidamente resolvida, enquanto que a segunda abordagem produz soluções mais precisas mais é mais onerosa para ser resolvida.

Em Zhao(2012) um escalonamento básico de 36 geradores com restrições de taxa de rampa foi considerado incluindo a alimentação com energia eólica e o comportamento

da demanda dos consumidores baseado nos preços da eletricidade. Neste modelo de dois estágios, a energia eólica entrou sob o aspecto de uma restrição orçamentária com incerteza e o primeiro estágio foi um problema de designação de geradores futuro, enquanto o segundo estágio foi realizado uma vez que a alimentação eólica seja conhecida. O problema foi resolvido aplicando decomposição Benders para o problema linearizado junto com um algoritmo em linguagem de programação C. Afirmou-se que este modelo reduziu significativamente o custo total e pode explorar completamente a fonte disponível de energia eólica. A mesma abordagem foi empregada em Jiang(2012) para resolver um escalonamento com 30 geradores com restrições de taxa de rampa e de transmissão onde demanda e oferta sendo consideradas como incertezas.

Em Bersimas(2013) o modelo proposto em Jiang(2010), Zhao(2012) foi estendido e incorporou as restrições de reserva girante, limites de transmissão e restrições de rampa para ajustar o impacto da robustez das soluções na eficiência e na estabilidade operacional do sistema. Um modelo de otimização robusta adaptativo de dois estágios foi usado onde o conjunto incerto atendeu a injeção nodal na rede em cada período de tempo. No primeiro estágio uma decisão de designação ótima foi alcançada pelo algoritmo de decomposição Benders, enquanto que no segundo estágio o custo de despacho de pior caso foi calculado. Os resultados a partir de estudos empíricos com 312 geradores foram comparados a aqueles dos modelos determinísticos com ajustes de reserva sob três aspectos: o despacho médio e o custo total, a volatilidade do custo, e a sensibilidade dos custos para diferentes distribuições de probabilidade. A sensibilidade dos resultados a mudanças no conjunto incerto não foi investigada.

Em Aid(2006) uma abordagem de otimização robusta para o gerenciamento de geração de energia elétrica foi apresentado usando conceitos adaptados do gerenciamento de risco clássico, ou seja, análise de risco. Em Guigues(2009) uma otimização robusta com a abordagem de homólogo robusto ajustável afim Bem-tal(2003) foi proposto para um gerenciamento em um prazo mais longo da produção de eletricidade; a AARC é uma versão restrita e mais tratável do homólogo robusto ajustável onde as variáveis de decisão são passíveis de depender dos valores passados dos parâmetros incertos, mas apenas de uma maneira afim. Finalmente, em Jabr(2013) um ótimo fluxo de potência robusto ajustável foi sugerido.

6. Designação de Geradores com Restrições de Segurança com Geradores Eólicos - Nomenclatura

i, k, t, w : índices dos geradores termelétricos, segmentos curvos, horas, fazendas eólicas

OR_{it}, SR_{it} : reservas operacionais, reservas girantes do gerador i no tempo t

P_{ikt}^b : despacho do gerador i do segmento k no tempo t no caso base

$P_{Dt}^u, P_{f,wt}^u$: carga do sistema com incerteza, energia eólica com incerteza para a fazenda eólica w no tempo t no interior de intervalo com incerteza

SU_{it}, SD_{it} : custo de partida, custo de parada do gerador i no tempo t

$X_{on,it}, X_{off,it}$: tempo ligado do gerador, tempo desligado do gerador i no tempo t

c_{ik} : custo incremental para o segmento k do gerador i

OR_t, SR_t : limites das reservas operacionais, reservas girantes no tempo t

$P_{Dt}, P_{f,wt}$: carga do sistema, energia eólica prevista para a fazenda eólica w no tempo t

P_{Dt}^-, P_{Dt}^+ : limite inferior, limite superior do intervalo de incerteza na carga para o intervalo de tempo t

$P_{f,wt}^-$, $P_{f,wt}^+$: limite inferior, limite superior do intervalo de incerteza de vento para a fazenda eólica w no intervalo de tempo t

P_i^{\min} , P_i^{\max} : capacidade mínima, capacidade máxima do gerador i

P_{ik}^{\max} : capacidade de potência do segmento k do gerador i

PL_l^{\max} : limite superior para o fluxo de potência da linha l

R_i^{up} , R_i^{down} : limite superior, limite inferior da ação corretiva no gerador i

$SF_{l,m}$: fator de deslocamento da linha l e do barramento m

su_i , sd_i : custo de partida, custo de parada do gerador i

$T_{on,i}$, $T_{off,i}$: limite de tempo mínimo ligado, limite de tempo mínimo desligado do gerador i

UR_i , DR_i : limite de taxa de subida, limite de taxa de descida de rampa do gerador i

$D(m)$: conjunto de todas as demandas de carga localizadas no barramento m

$U(m)$: conjunto de todos os geradores localizados no barramento m

$W(m)$: conjunto de todas as fazendas eólicas localizadas no barramento m

7. Formulação Determinística de Designação de Geradores com Segurança

A designação de geradores com restrições de segurança determinística tem sido extensivamente estudada na literatura como um problema de programação linear inteira mista [31], [32]. O objetivo da designação de geradores com restrições de segurança é o de minimizar os custos totais de operação, incluindo o custo de produção de energia, o custo sem carga, e o custo de partida/parada ao longo de um horizonte de agendamento inteiro (2). As restrições predominantes na designação de geradores com restrições de segurança incluem equilíbrio da carga do sistema (3), limites da capacidade de geração de geradores termelétricos (4), (5), (6), limites na geração das fazendas eólicas (7), limites de tempo mínimo em que um determinado gerador permanece ligado ou desligado (8), (9), restrições de custo para a partida ou para a parada de um determinado gerador (10), (11), limites para as rampas de subida e de descida (12), (13). As restrições de limites para reserva girante, para a reserva operacional, e para o combustível, para a emissão e a restrição de segurança para a rede de transmissão (14) fazem cumprir os limites de capacidade das linhas de transmissão. Os custos variáveis de tempo para partida e para a parada de geradores também podem ser incorporados ao modelo proposto. A formulação detalhada também pode ser encontrada em trabalhos anteriores Wu(2007).

$$\text{Min} \sum_t \sum_i \left(\sum_k c_{ik} \cdot P_{ikt}^b + N_i \cdot I_{it}^b + SU_{it} + SD_{it} \right) \quad (2)$$

Para cada gerador i , o valor de c_{ik} está aumentando para valores maiores de k para garantir que a função de custo seja convexa. Dominando as restrições da designação de geradores com restrições de segurança incluem o equilíbrio de carga do sistema:

$$\sum_i P_{it}^b + \sum_w P_{wt}^b = \sum_d P_{dt}^b \quad (3)$$

os limites da capacidade de geração dos geradores termelétricos:

$$P_i^{\min} \cdot I_{it}^b \leq P_{it}^b \leq P_i^{\max} \cdot I_{it}^b \quad (4)$$

$$0 \leq P_{ikt}^b \leq P_{ik}^{\max} \cdot I_{it}^b \quad (5)$$

$$P_{it}^b = \sum_k P_{ikt}^b \quad (6)$$

os limites na geração das fazendas eólicas:

$$0 \leq P_{wt}^b \leq P_{f,wt}^b \quad (7)$$

limites de tempo mínimo em que um determinado gerador permanece ligado ou desligado:

$$[X_{on,i(t-1)} - T_{on,i}] \cdot [I_{i(t-1)}^b - I_{it}^b] \geq 0 \quad (8)$$

$$[X_{off,i(t-1)} - T_{off,i}] \cdot [I_{it}^b - I_{i(t-1)}^b] \geq 0 \quad (9)$$

restrições de custo para a partida ou para a parada de um determinado gerador:

$$SU_{it}^b \geq su_i \cdot (I_{it}^b - I_{i(t-1)}^b), \quad SU_{it}^b \geq 0 \quad (10)$$

$$SD_{it}^b \geq sd_i \cdot (I_{i(t-1)}^b - I_{it}^b), \quad SD_{it}^b \geq 0 \quad (11)$$

limites para as rampas de subida e de descida:

$$P_{it}^b - P_{i(t-1)}^b \leq UR_i \cdot I_{i(t-1)}^b + P_i^{\min} \cdot (I_{it}^b - I_{i(t-1)}^b) + P_i^{\max} \cdot (1 - I_{it}^b) \quad (12)$$

$$P_{i(t-1)}^b - P_{it}^b \leq DR_i \cdot I_{it}^b + P_i^{\min} \cdot (I_{i(t-1)}^b - I_{it}^b) + P_i^{\max} \cdot (1 - I_{i(t-1)}^b) \quad (13)$$

as restrições de limites para reserva girante, para a reserva operacional, e para o combustível, para a emissão e a restrição de segurança para a rede de transmissão:

$$-PL_l^{\max} \leq \sum_m SF_{l,m} \left(\sum_{i \in U(m)} P_{it}^b + \sum_{w \in W(m)} P_{wt}^b - \sum_{d \in D(m)} P_{dt}^b \right) \leq PL_l^{\max} \quad (14)$$

8. Formulação Robusta de Designação de Geradores com Restrições de Segurança

Os valores previstos para a demanda de carga do sistema P_{dt}^b e a geração eólica $P_{f,wt}^b$ no modelo determinístico para designação de geradores (2)-(14) pode ser impreciso. Neste trabalho, $P_{Dt}^{\mu} \in [P_{Dt}^-, P_{Dt}^+]$ e $P_{f,wt}^{\mu} \in [P_{f,wt}^-, P_{f,wt}^+]$ são utilizados para representar conjuntos de possíveis cargas e possíveis realizações de energia eólica. Isto é, realizações da demanda de carga do sistema e realizações da geração eólica poderiam assumir quaisquer valores no interior dos seus intervalos de incerteza. O modelo robusto de designação de geradores com restrições de segurança é formulado como a seguir. O objetivo (15) é o de minimizar os custos totais de operação do caso base com relação às restrições (2)-(14) mais as restrições a seguir para tratar incertezas.

As restrições para tratar os intervalos de incerteza incluem os limites de geração dos geradores termelétricos (17) e as fazendas eólicas (18). Ajustes no despacho dos geradores termelétricos em resposta aos intervalos de incerteza estão restritos pelas suas capacidades de ação corretivas e a solução de despacho no caso base, que garante que o estado da operação do sistema possa ser seguramente transferido a partir do seu caso base para todas as possíveis realizações eólicas e de carga no interior de seus intervalos de incerteza (20), (21). Restrições de transmissão da rede (22) são obrigadas as serem cumpridas para garantir a segurança da rede quando o vento e a carga estiverem variando no interior de seus intervalos de incerteza. $PL_t^u(P_{Dt}^u, P_{f,wt}^u)$, $P_{it}^u(P_{Dt}^u, P_{f,wt}^u)$ e $P_{wt}^u(P_{Dt}^u, P_{f,wt}^u)$ são conjuntos variáveis que representam todos os possíveis fluxos de potência e valores de despacho em resposta a diferentes realizações de carga e de vento no interior dos seus intervalos de incerteza.

$$\text{Min}_{P_{it}^b, P_{it}^u, I_{it}^b, P_{wt}^b} \sum_t \sum_i \left(\sum_k c_{ik} \cdot P_{ikt}^b + N_i \cdot I_{it}^b + SU_{it} + SD_{it} \right) \quad (15)$$

A restrição de equilíbrio do sistema:

$$\sum_i P_{it}^u(P_{dt}^u, P_{f,wt}^u) + \sum_w P_{wt}^u(P_{dt}^u, P_{f,wt}^u) = \sum_d P_{dt}^u \quad (16)$$

garante o equilíbrio de carga no sistema quando o vento e a carga assumirem quaisquer valores no interior de seus intervalos de incerteza. As equações a seguir descrevem os limites da geração dos geradores termelétricos e das fazendas eólicas sob incertezas:

$$P_i^{\min} \cdot I_{it}^b \leq P_{it}^u(P_{dt}^u, P_{f,wt}^u) \leq P_i^{\max} \cdot I_{it}^b \quad (17)$$

$$0 \leq P_{wt}^u(P_{dt}^u, P_{f,wt}^u) \leq P_{f,wt}^u \quad (18)$$

Os ajustes no despacho dos geradores termelétricos em resposta aos conjuntos incertos estão restritos por sua capacidade corretiva e aos despachos de geração no caso base:

$$-R_i^{\text{down}} \cdot I_{it}^b \leq P_{it}^u(P_{dt}^u, P_{f,wt}^u) - P_{it}^b \leq R_i^{\text{up}} \cdot I_{it}^b \quad (19)$$

As equações a seguir representam os limites de rampa de subida e de descida dos geradores termelétricos sob os conjuntos incertos:

$$P_{it}^u(P_{dt}^u, P_{f,wt}^u) - P_{i(t-1)}^u(P_{d(t-1)}^u, P_{f,w(t-1)}^u) \leq UR_i \cdot I_{i(t-1)}^b + P_i^{\min} \cdot (I_{it}^b - I_{i(t-1)}^b) + P_i^{\max} \cdot (1 - I_{it}^b) \quad (20)$$

$$P_{i(t-1)}^u(P_{d(t-1)}^u, P_{f,w(t-1)}^u) - P_{it}^u(P_{dt}^u, P_{f,wt}^u) \leq DR_i \cdot I_{it}^b + P_i^{\min} \cdot (I_{i(t-1)}^b - I_{it}^b) + P_i^{\max} \cdot (1 - I_{i(t-1)}^b) \quad (21)$$

Diferentes de outros conjuntos incertos que possuem NT restrições correspondendo a cada tempo t , (20)-(21) possui apenas $(NT - 1)$ restrições onde a faixa de t varia entre 2 a NT . A restrição da rede de transmissão

$$-PL_l^{\max} \leq \left[\sum_m SF_{l,m} \cdot \left(\sum_{i \in U(m)} P_{it}^u(P_{it}^u, P_{f,wt}^u) + \sum_{w \in W(m)} P_{wt}^u(P_{dt}^u, P_{f,wt}^u) - \sum_{d \in D(m)} P_{dt}^u \right) \right] \leq PL_l^{\max} \quad (22)$$

garante a segurança da rede sob incerteza.

9. Conjuntos Incertos Dinâmicos

Para que o modelo explicita a correlação entre a incerteza na demanda variável e na geração de energia eólica ao longo de um período de tempo bem como a evolução da dinâmica tanto da incerteza como da energia eólica ao longo dos períodos de tempo, propõe-se a o seguinte formato para os conjuntos incertos, chamados de *conjuntos incertos dinâmicos*.

Para cada tempo t :

$$\Xi_t(\xi_{[t-1]}) = \{\xi_t : \exists u_{[t]} \text{ s.a. } f(\xi_{[t]}, u_{[t]}) \leq 0\} \quad (23)$$

onde $\xi_{[t:t_2]}^{\Delta} = (\xi_{t_1}, \dots, \xi_{t_2})$ e em resumo $\xi_{[t]}^{\Delta} = \xi_{[t]}$. Na Equação (23), o vetor de incerteza ξ_t explicitamente depende da incerteza nos estágios anteriores ao tempo t e as variáveis auxiliares u 's, $f(\xi_{[t]}, u_{[t]})$ é um vetor de funções convexas que caracteriza a evolução dinâmica da incerteza. Para que o conjunto incerto seja computacionalmente tratável, f deve ser semi-definitivamente representável Ben-Tal(2010).

10. Resultados Esperados

Espera-se que a técnica de modelagem através de conjuntos incertos dinâmicos levando-se em conta a relação entre as incertezas no decorrer dos estágios de decisão modelem explicitamente as correlações temporal e espacial nas energias renováveis sendo mais simples de implementar na prática.

11.Referências

- AID, R., GUIGUES, V., NDAIVE, P.-M., OUSTRY, F., and ROMANET, F. A Value-At-Risk approach for robust management of electricity power generation. **Technical Report**, 2006.
- BEN-TAL, A AND NEMIROVSKI, A. ROBUST CONVEX OPTIMIZATION. **Mathematics of Operations Research**, v. 33, p. 769–805, 1998.
- BEN-TAL, A., BERTSIMAS, D., BROWN, D. B. A Soft Robust Model for Optimization Under Ambiguity. **Operations Research**, v. 58, n. 4, p. 1220–1234, 2010.
- BEN-TAL, A., GORYASHKO, A., GUSLITZER, E., and NEMIROVSKI, A. Adjustable Robust Counterpart of Uncertain Linear Programs. **Mathematical Programming**, v. 99, p. 351-376, 2003.
- BERTSIMAS, D. AND SIM, M. Robust discrete optimization and network flows. **Mathematical Programming**, v. 98, p. 49–71, 2003.
- BERTSIMAS, D. AND SIM, M. The Price of Robustness. **Operations Research**, v. 52, n. 1, p. 35–53, 2004.
- BERTSIMAS, D., LITVINOV, E., SUN, X. A., ZHAO, JI. AND ZHENG, T. Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 52–63, 2013.

- BHARDWAJ, A., KAMBOJ, V. K., SHUKLA, V. K., SINGH, B., AND KHURANA, P. Unit Commitment in Electrical Power System - A Literature Review. *IEEE International Power Engineering and Optimization Conference. Anais...* . p.6–7, 2012.
- BÜSING, C., and D'ANDREAGIOVANNI, F. New results about multi-band uncertainty in robust optimization, Springer Berlin Heidelberg, 2012.
- BÜSING, C., and D'ANDREAGIOVANNI, F. Robust Optimization under Multi-band Uncertainty Part I: Theory, **Technical Report**, Zuse-Institut Berlin, 2013.
- CHEN, X., SIM, M., AND SUN, P. A Robust Optimization Perspective on Stochastic Programming. **Operations Research**, v. 55, n. 6, p. 1058–1071, 2007.
- CHINNECK, J. W., and RAMADAN, K. Linear Programming with Interval Coefficients. **The Journal of the Operational Research Society**, v.51, n. 2, p. 209-220, 2000.
- COHEN, A. I.; SHERKAT, V. R. Optimization-Based Methods for Operating Scheduling. **Proceedings of the IEEE**, v. 75, n. 12, p. 1574-1591, 1987.
- FISCHETTI, M., AND MONACI, M. Light Robustness. **Robust and Online Large-Scale Optimization**, v. 58, n. 1, p. 1–21, 2009.
- GHAOUI, L. E., OUSTRY, F., AND LEBRET, H. Robust solutions to uncertain semidefinite programs. **SIAM Journal on Optimization**, v. 9, p. 33–52, 1998.
- GOOI, H. B., MENDES, D. P., BELL, K. R. W., KIRSCHEN, D. S. Optimal Scheduling of Spinning Reserve. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 4, p. 1485–1492, 1999.
- GUAN, X., ZHAI, Q., PAPALEXOPOULOS, A. Optimization Based Methods for Unit Commitment: Lagrangian Relaxation versus General Mixed Integer Programming. *IEEE Power Engineering Society General Meeting. Anais...* . p.1095–1100, 2003.
- GUIGUES, V. Robust Product Management. **Optimization and Engineering**, v. 10, n. 4, p. 505-532, 2009.
- JABR, R. A. Adjustable Robust OPF With Renewable Energy Sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 4742–4751, 2013.
- JIANG, R., ZHANG, M., LI, G., AND GUAN, Y. **Two-Stage Robust Power Grid Optimization Problem**. 2010.
- KERR, R. H., SCHEIDT, J. L., FONTANA, JR, A. J., AND WILEY, J. K. Unit Commitment. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-85, n. 5, p. 417–421, 1966.
- LEE, F. Short-Term Thermal Unit Commitment - A New Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 421–428, 1988.
- LI, T., SHAHIDEHPOUR, M. Price-Based Unit Commitment: A Case of Lagrangian Relaxation Versus Mixed Integer Programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 2015–2025, 2005.
- NEMIROVSKI, A., AND SHAPIRO, A. Convex Approximations of Chance Constrained Programs. **SIAM Journal on Optimization**, v. 17, n. 4, p. 969–996, 2006.
- PADHY, N. P. Unit Commitment — A Bibliographical Survey. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, p. 1196–1205, 2004.
- SARIC, A. T., AND STANKOVIC, A. M. Finitely Adaptive Linear Programming in Robust Power System Optimization. *Power Tech. Anais...* . p.1302–1307, 2007.
- SHEBLE, G. B., AND FAHD, G. N. Unit Commitment Literature Synopsis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 1, p. 128–135, 1994.

- SNYDER, W. L., POWELL, H. D., and RAYBURN, J. C. Dynamic Programming Approach to Unit Commitment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. PWRS-2, n. 2, p. 339-348, 1987.
- TAHANAN, M, ACKOOIJ, W. V., FRANGIONI, A., LACALANDRA, F. **Large-scale Unit Commitment Under Uncertainty : A Literature Survey**. Pisa, 2014.
- WANG, Y., XIA, Q., AND KANG, C. Unit Commitment With Injections by Using Interval Optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 3, p. 1705–1713, 2011.
- WU, L., SHAHIDEHPOUR, M., AND LI, T. Stochastic Security-Constrained Unit Commitment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 2, p. 800–811, 2007.
- WU, L., SHAHIDEHPOUR, M., AND LI, Z. Comparison of Scenario-Based and Interval Optimization Approaches to Stochastic SCUC. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 913–921, 2012.
- ZHAO, L., AND ZENG, B. Robust Unit Commitment Problem with Demand Response and Wind Energy. Power and Energy Society General Meeting. **Anais...** . p.1–8, 2012.