



**XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GMI/24
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - XII

GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO - GMI

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DO PROGRAMA DE MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Christian Ducharme(*)
CEPEL

Alexandre Pinto Alves da Silva
COPPE/UFRJ

RESUMO

Este trabalho propõe um modelo para o programa de manutenção das transmissoras de energia elétrica com o objetivo de representar, analisar e, principalmente, otimizar o cronograma dos desligamentos de transformadores de potência, minimizando custos e riscos decorrentes. Foram utilizados dados do sistema elétrico nacional. O argumento de saída desta ferramenta é o ordenamento ótimo viável para um programa de manutenção de 52 semanas. O resultado deste trabalho representa uma solução com base empírica inovadora, robusta e adequada para dar suporte à tomada de decisão dos especialistas, indicando alternativas de boa gestão para as concessionárias.

PALAVRAS-CHAVE

Programação da Manutenção, Otimização, Programação Linear Inteira Mista, Transmissão de Energia Elétrica.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência formam o elo principal da cadeia de transmissão de energia elétrica e seu processo de manutenção é um grande desafio para as transmissoras de energia elétrica. Como são equipamentos, geralmente, muito confiáveis - com taxa de falhas na faixa de 0,005 a 0,03, e com expectativa de vida de 40 anos ou mais, o problema de otimização da manutenção dos transformadores de potência começou a despertar maior interesse das companhias internacionais de eletricidade há pouco mais de dez anos.

As empresas brasileiras proprietárias de transformadores de potência passaram por situações similares alguns anos depois. Particularmente para as empresas com foco na transmissão de energia elétrica, um fator complicador preponderante foi adicionado há pouco tempo pela ANEEL, através da Resolução Normativa número 270, de 26 de junho de 2007 [1]. Esta resolução, que entrou em vigor em 03 de junho de 2008, estabeleceu as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações em tensão de 230 kV, ou superior, do sistema elétrico brasileiro.

A Tabela 1 mostra o abatimento¹ aplicado pelo ONS sobre a Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras devido à Parcela Variável (PV), no período entre 2008 e 2012 [2]. Dentre os eventos causadores de PV, a maior parte está relacionada com desligamentos (programados ou não) de instalações da Rede Básica (RB) e da Rede de Fronteira (RF) além dos limites estipulados pela ANEEL [2]-[7]. Demais eventos², embora também sejam objetos de desconto por PV, foram desconsiderados.

¹ Conforme resolução específica, o referido abatimento atua em favor da modicidade tarifária.

² Restrições operativas temporárias, atrasos na entrada de novos empreendimentos, atrasos na execução dos desligamentos programados e cancelamentos de desligamentos programados com menos de cinco dias de antecedência.

Tabela 1 – Parcela Variável nos Quatro Ciclos Iniciais

Ciclo	RAP (R\$)	PV (R\$)	PV (%)
2008 - 2009	9.479.529.191,56	38.853.837,44	0,41
2009 - 2010	9.256.417.662,48	75.844.998,85	0,82
2010 - 2011	10.415.360.753,76	60.804.408,36	0,58
2011 - 2012	12.336.831.912,03	77.275.621,96	0,63

A manutenção, que até então tinha uma importância secundária e difícil de quantificar, passou a ter um papel de destaque nas empresas transmissoras brasileiras. Em outras palavras, a manutenção de cada equipamento ganhou grande importância a partir do momento que todas as unidades passaram a contribuir para a receita da empresa. Este aumento de importância trouxe a reboque grandes responsabilidades e cobranças. Na prática ocorre que os transformadores de potência devem operar preferencialmente com máxima disponibilidade à plena carga e, simultaneamente, devem ser mantidos adequadamente com um orçamento baixo. É preciso encontrar uma relação de compromisso e balancear estas forças contraditórias.

Baseado em [2], a contribuição deste trabalho vem no sentido de ajudar a encontrar este ponto ótimo, por meio de modelagem matemática e implementação de ferramenta computacional. O argumento de saída desta ferramenta deverá ser o ordenamento ótimo viável para a programação da manutenção de uma população de transformadores de potência, no horizonte de tempo de 52 semanas.

Devido à dimensionalidade deste problema, que aumenta exponencialmente com o incremento de unidades ou de estágios de tempo (como em qualquer problema de otimização combinatória de grande porte), este trabalho fez uso de algumas técnicas que facilitaram consideravelmente a busca pelas possíveis soluções. Sem a utilização de técnicas apropriadas, alguns especialistas utilizam a própria experiência e o bom senso para elaborar suas programações, o que é um processo mais demorado, dispendioso e propenso ao erro humano, podendo levar à perda de recursos financeiros da empresa ou a sua maior exposição ao risco.

O objetivo deste trabalho é elevar a qualidade do serviço de transmissão de energia através da implementação de sistema computacional que, a partir de indicadores adequados, seja capaz de modelar os desligamentos no sistema elétrico e minimizar os custos decorrentes deste processo, indicando alternativas de boa gestão para a programação da manutenção de transformadores de potência. Como ganho indireto, a automação deste processo permitirá um maior controle das variáveis e melhor tomada de decisão pelos especialistas.

No futuro, este trabalho poderá ser melhorado a fim de contemplar mais transformadores e ainda os demais ativos da transmissão, quais sejam, linhas de transmissão, reatores, compensadores (estáticos, síncronos e série), bancos de capacitores e equipamentos complementares.

2.0 - MODELO

No modelo matemático proposto, algumas restrições foram inspiradas na abundante literatura para manutenção de geradores [8]-[15], onde restrições de caráter sistêmico, logístico, climático e de segurança, de cada equipamento ou grupo de geradores, são modeladas com sucesso. Por outro lado, raras são as propostas voltadas para a programação de manutenção nas empresas de transmissão. Esta lacuna pode ser explicada pelas mudanças ocorridas no setor elétrico mundial na última década, especialmente pelas mudanças organizacionais onde empresas foram desmembradas em geração, transmissão e distribuição. Nota-se que antes da referida mudança, a manutenção da transmissão, quando considerada, era modelada como uma restrição na programação da manutenção de geradores, como em [13]-[15]. Como as geradoras e transmissoras passaram a ser entidades econômicas distintas, a programação de suas manutenções devem, agora, maximizar seus próprios interesses.

A construção do modelo matemático proposto para solucionar o problema da programação da manutenção na transmissão de transformadores consiste em minimizar o custo de manutenção (inclui mão-de-obra, deslocamentos, materiais etc), o custo de fiscalização (multas) e o risco das unidades ao longo do horizonte de estudo (mapeado como custo, penalização). Adicionalmente, a solução deve respeitar as restrições inerentes da atividade da manutenção propriamente dita, para que se alcance uma solução factível, não apenas teórica. As restrições consideradas relevantes para solução deste problema são: duração, mão-de-obra, simultaneidade, continuidade, inflexibilidade, janela, semana, exclusividade, transmissão, demanda, franquias, histórico e pendência. O que se deseja minimizar constitui a função objetivo do problema. Suas restrições são explicadas a seguir.

A Restrição de Duração obriga que todas as unidades parem ao longo do horizonte de estudo. Isto significa que a duração dos desligamentos para manutenção deverá ser o estritamente necessário para efetuar as manutenções programadas. A Restrição de Mão-de-obra garante que nenhuma equipe de manutenção extrapolará sua própria capacidade para efetuar intervenções simultâneas. A Restrição de Simultaneidade permite que algumas unidades tenham intervenções simultâneas (concomitantes). Por outro lado, a Restrição de Exclusividade permite justamente o oposto – garante que manutenções mutuamente excludentes sejam programadas. A Restrição de Continuidade faz com que as intervenções que tenham duração maior do que um estágio de tempo ocorram de forma

ininterrupta, ou em outras palavras, que uma equipe designada trabalhe na unidade em questão até resolver o problema (de acordo com a programação).

A Restrição de Inflexibilidade permite que a intervenção de uma unidade ocorra necessariamente em algum estágio de tempo pré-definido (unidade inflexível). A Restrição de Janela garante que a intervenção de uma unidade ocorra entre dois estágios de tempo pré-definidos (janela de manutenção). Por outro lado a Restrição de Semana proíbe caso a intervenção de uma unidade não possa ocorrer em certos estágios de tempo (independente de sua janela de manutenção). As restrições acima também podem ser utilizadas para evitar períodos perigosos para a execução da manutenção, como aqueles com excesso de umidade, poluição, salinidade e calor, que poderiam facilmente contaminar equipamentos onde se faz um trabalho invasivo, principalmente se operarem ao tempo. Adicionalmente são capazes de contemplar problemas de disponibilidade (ou indisponibilidade) de mão-de-obra, materiais, acessórios, sobressalentes, etc.

A Restrição de Transmissão e a Restrição de Demanda garantem que, mesmo sem as unidades retiradas para manutenção, a empresa terá capacidade para transmitir energia suficiente para atender a demanda global de todos os consumidores. Mais do que isso, que nenhuma cidade ou região atendida ficará sem energia durante todo o período de estudo, inclusive no horário de pico. Outro ponto muito importante ao se tirar funções de operação é manter a alta confiabilidade do sistema elétrico como um todo. Esta análise mais ampla é feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico no momento que a transmissora solicita o desligamento de uma FT. Solicitações de desligamento negadas, e fatores climáticos adversos inviabilizando a execução de manutenções já aprovadas, são algumas das dificuldades de criar e executar uma programação de manutenção nas transmissoras, sinalizando que mesmo a melhor programação possivelmente sofrerá necessidade de ajustes e correções ao longo de sua aplicação. O modelo deve, de alguma forma, aliviar essas dificuldades inerentes de sua aplicação.

A Restrição de Franquia contabiliza, para cada unidade, em cada mês da programação, a duração dos desligamentos ocorridos, considerando o mês de referência e os 11 meses anteriores. Esta contabilização é atualizada em momento de execução, ou seja, a cada iteração, de modo que norteie a busca pela melhor solução. A Restrição de Histórico informa ao modelo os desligamentos já efetuados nos meses que antecederam a programação em estudo. Esta restrição serve, basicamente, para o modelo calcular as franquias utilizadas nos meses iniciais da programação (solução). Vale destacar a influência desses dados, uma vez que dois históricos diferentes podem gerar soluções distintas. A Restrição de Pendência contabiliza as manutenções que o modelo ainda falta programar, para cada unidade, em cada estágio de tempo, de acordo com o que foi estipulado como tempo necessário para realizar todas as suas manutenções. Assim como a restrição de franquia, esta é atualizada em momento de execução.

Para concluir o modelo, a função objetivo foi composta de forma a minimizar os três custos primordiais deste processo: custo de manutenção, custo de fiscalização devido à parcela variável por indisponibilidade e penalização devido ao risco.

2.1 Custo de Manutenção

Os transformadores devem operar com segurança na relação de potência e tensão definida pelo usuário e preencher certos requisitos dielétricos, térmicos e mecânicos. Para que se mantenham confiáveis e em boas condições ao longo de uma expectativa de vida de 40 anos ou mais, alguns procedimentos de manutenção devem ser programados periodicamente ao longo de sua vida. As manutenções que podem ser programadas (sem urgência), sejam elas preventivas, preditivas ou corretivas estão contempladas pelo modelo. Contudo, pela variação de baixo impacto, assumiu-se que os custos de manutenção não variam ao longo do ano.

2.2 Custo de Fiscalização devido à Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI)

A variável custo de fiscalização é de fundamental importância para o problema da programação da manutenção de transformadores, uma vez que, a violação da restrição de franquia pode acarretar em multa pesada para a transmissora, e isto deve ser analisado e ponderado. Esta variável é contabilizada com o auxílio da Restrição de Franquia e este conceito, diferentemente dos demais apresentados neste trabalho, é flexível por definição. Procura-se não ultrapassar a franquia, mas nem sempre isto é possível. Por isso violações são permitidas.

As franquias (em horas) levam em consideração um valor permitido (ou padrão) de desligamentos em uma janela móvel de tempo (12 meses) e uma penalidade (por minuto) caso este valor seja ultrapassado. Em regra, haverá uma multa para os desligamentos que extrapolarem a franquia estabelecida, correspondente a duração excedente. Significa dizer que quanto mais eficiente as empresas forem na manutenção e na operação dos transformadores, evitando desligamentos por qualquer razão, melhor será a sua receita. Em outras palavras, existe uma penalidade que pode impactar diretamente na receita mensal da companhia. Os padrões de desligamentos e outros parâmetros estão definidos em [1], e o custo de cada infração, também definido em [1], está transcrito em (1). A Figura 1 apresenta uma função linear segmentada que foi utilizada para descrever a penalidade referente à PVI.

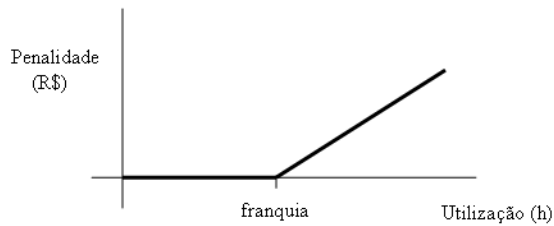


FIGURA 1 – Função de penalidade por horas utilizadas

$$PVI = \frac{PB}{1440D} kp \left(\sum_{k=1}^{NP} DVDP_k \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{k=1}^{NO} Ko_k DVOD_k \right) \quad (1)$$

De certo modo, a penalidade tem o espírito de inibir os impactos políticos e monetários para o país, decorrentes da interrupção de energia, ou em outras palavras, decorrentes da interrupção do processo produtivo dos diversos setores da economia. Vale ressaltar que este trabalho se limitará aos transformadores e às intervenções do tipo Desligamento Programado. Como consequência disto, o segundo termo da Equação (1) foi ignorado.

2.3 Penalização devido ao Risco (R)

Os custos de operação e de fiscalização, são custos reais, exatos, que saem (ou deixam de entrar) na contabilidade financeira da transmissora. A partir deste ponto, será definido um outro custo, também na função objetivo, mas de natureza subjetiva, que refletirá a percepção de risco de cada equipamento. O risco, basicamente, informa ao modelo a condição de risco de uma unidade relativamente às outras, e essas informações são utilizadas para dar prioridade, na medida do possível, ao desligamento das unidades que estão em piores condições de risco. Há diversas formas para quantificar o risco, a exemplo das metodologias apresentadas em [2]. Em resumo, o valor normalizado associado ao risco contempla: (i) o impacto de uma possível falha em um determinado transformador (consequências) e (ii) a condição de um equipamento (probabilidade de falha). Vale destacar que estes conceitos podem ser tão detalhados quanto se queira.

A ideia proposta neste ponto é: enquanto não se executa o desligamento programado de um equipamento, uma penalidade deve ser adicionada no objetivo. E quanto maior for o risco desse equipamento, maior será esta penalidade. A Figura 2 apresenta a função linear que foi utilizada para descrever a penalidade devido ao risco pendente de tarefas programadas e ainda não executadas. Qualquer pendência acarreta em penalização do objetivo. Em outras palavras, os serviços devem ser executados da melhor maneira possível, o mais rápido possível, respeitando todas as restrições impostas ao problema. Como explicado, as pendências em equipamentos de maior risco sofrem penalizações maiores e esta lógica está representada pela função linear da Figura 3. As informações para construir os segmentos devem ser obtidos por especialistas, que devem informar a penalidade devida aos riscos nas interseções dos segmentos e se os valores adicionados ao objetivo devem ser potencializados por uma constante. Os demais pontos são obtidos diretamente das funções geradas pelas retas.

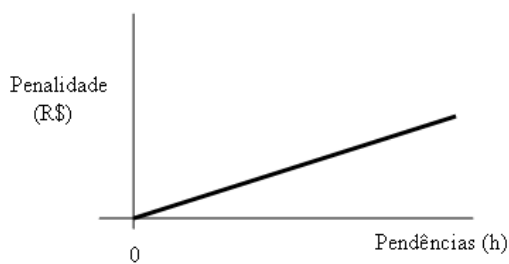


FIGURA 2 – Função penalidade por risco pendente

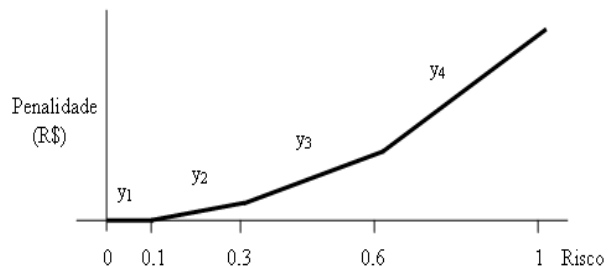


FIGURA 3 – Função penalidade por risco da unidade

3.0 - ESTUDO DE CASO

Os dados de entrada utilizados neste trabalho foram cedidos por uma grande empresa do sistema elétrico brasileiro. A tarefa compreendeu em buscar os melhores momentos para 40 intervenções com desligamento de 48 transformadores, nas 52 semanas de 2011. Alguns desses transformadores estão listados na Tabela 2. As penalizações pelo risco do transformador foram definidas previamente por especialistas e estão na Tabela 3. A Tabela 4 apresenta algumas das ações de manutenção com desligamento a programar. Ressalta-se a necessidade de 11 meses de histórico para calcular o consumo da franquia no primeiro mês da programação (janela móvel).

Tabela 2 – Descrição Detalhada de Alguns Transformadores

Unidade	MVA	RB/RF	PD (h)	PB (R\$)	PVI (R\$/h)	Risco
1	65	RF	21	185.000,00	2.569,00	0,18
2	65	RF	21	185.000,00	2.569,00	0,00
	Banco	RB	-	2.430.000,00	33.750,00	-
3	120	-	27	-	-	0,13
4	120	-	27	-	-	0,14
5	120	-	27	-	-	0,18
6	120	-	27	-	-	0,26
47	100	RF	21	434.000,00	6.028,00	0,13
48	100	RF	21	153.000,00	2.125,00	0,13

Legenda: MVA- Potência, PD- Padrão de Desligamento, PB- Pagamento Base, PVI = $PB \cdot 10 / (24 \cdot 30)$

Tabela 3 – Custo de Penalização pelo Risco da Unidade

Risco	Penalidade (R\$)	Risco	Penalidade (R\$)
0-0,1	0,00	0,6	45,00
0,2	6,00	0,7	66,25
0,3	12,00	0,8	87,50
0,4	23,00	0,9	108,75
0,5	34,00	1,0	130,00

Tabela 4 – Algumas Ações com Desligamentos a Programar

Unidade	Ação	Descrição da Ação	Custo (R\$)	Duração (h)	Aproveitar Desligamento
1	1	Inspeção geral e ensaios (5A)	1.882,40	2	Sim
	2	Retirar vazamento no tanque principal	415,20	9	
7	3	Levantar material para recuperação	100,00	8	-
9	4	Recuperar transformador	32.194,20	9	-
11	5	Retirar vazamento no tanque principal	820,71	9	Não
	6	Substituir Fase A	13.272,03	9	
12	7	Trocar flanges dos canecos das buchas	1.541,94	9	Não
	8	Substituir transformador Fase B pelo R	7.657,32	7	
14	9	Retirar vazamento do terciário	2.825,23	8	-
17	10	Pintar parte superior	15.492,56	8	Sim
	11	Inspeção geral e ensaios (5A)	4.655,06	8	Não
	12	Retirar vazamento no relé de gás	3.910,82	9	

4.0 - RESULTADOS E ANÁLISES

Para modelar e otimizar o programa de manutenção de transformadores das transmissoras de energia elétrica, este trabalho utilizou a linguagem de modelagem algébrica no ambiente AMPL [16], instalado em um computador com processador Intel Core 2 Quad 2,66GHz e 2GB de memória RAM. O modelo proposto foi codificado como um problema de programação linear inteira mista e considerou as principais restrições impostas ao processo. Em sua forma expandida, o referido modelo se revelou um problema linear com 5.475 variáveis, 7.213 restrições e 1 função objetivo. Além da grande similaridade com a notação matemática, outra grande vantagem de utilizar a linguagem algébrica foi descrever o modelo de forma concisa, com apenas 3 variáveis, 13 restrições e 1 função objetivo.

Após o processamento dos dados de entrada, o modelo proposto encontrou a solução ótima para este problema. Em seguida, esta solução foi confrontada com a solução executada pela empresa e com a pior solução possível.

No intuito de buscar a SOLUÇÃO ÓTIMA para o problema, foram realizados três testes utilizando o modelo proposto. Em cada teste, um solver diferente foi invocado pelo modelo, a saber: CPLEX 12.2, CPLEX 12.4 e GUROBI 5.0. Independente do solver utilizado, a solução ótima teve o custo de R\$ 286.118,93, onde R\$ 259.955,53 foi devido ao custo principal das manutenções, R\$ 18.083,30 referente à multa de parcela variável por indisponibilidade da unidade 29 na semana 56 e R\$ 8.080,10 referente à penalização pelo risco das unidades.

Nota-se que devido às restrições que foram impostas neste estudo, o modelo afirmou, corretamente, que não existia uma solução sem multa. Esta informação, ainda na fase de montagem da programação, poderia ser de grande valia para o especialista analisar uma possível rigidez excessiva das restrições, normalmente percebida somente na fase de execução das manutenções.

A Tabela 5 informa a quantidade de iterações realizadas pelo método Simplex, a quantidade de nós pesquisados pelo método *Branch And Bound* e o tempo de processamento até a convergência.

Tabela 5 – Comparativos para Solução Ótima

Solver	Iterações Simplex	Nós B&B	Duração (s)	Solução Ótima (R\$)
(S1) CPLEX 12.2	853.860	302.966	670,03	286.118,93
(S2) CPLEX 12.4	150.231	61.378	144,94	
(S3) GUROBI 5.0	596.648	224.023	86,91	

A Figura 4 mostra a evolução do processo de busca durante as iterações. A convergência evolui a medida que o *gap* entre os limitantes inferiores e superiores do método *Branch And Bound* diminui. A Figura 5 mostra o comparativo dos tempos de processamento, apurados em segundos. As convergências mais rápidas do Gurobi até a solução ótima indicaram que seus algoritmos exploraram melhor os quatro processadores do ambiente de simulação e que seu algoritmo de *Branch And Bound* teve os melhores critérios de poda.

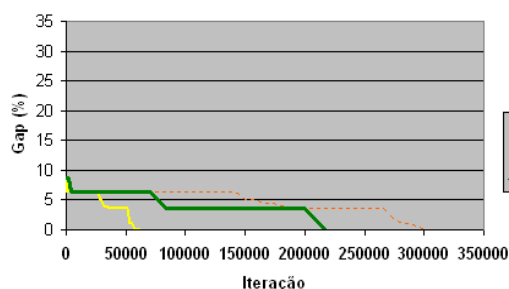


FIGURA 4 – Evolução até solução ótima

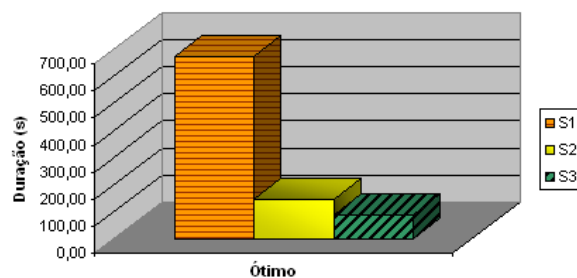


FIGURA 5 – Tempos computacionais

Para validação do trabalho proposto, a solução ótima foi confrontada com a PROGRAMAÇÃO REALIZADA pela empresa em 2011. Realizou-se um novo teste onde esta nova informação entrou no modelo proposto como um novo dado de entrada, considerando todas as unidades como inflexíveis. Desta forma, o modelo identificou que as únicas semanas permitidas para desligamento eram exatamente aquelas das intervenções realizadas, calculando o objetivo de forma consistente com todas as demais restrições. Desta forma, verificou-se que a programação realizada pela empresa teve o seguinte custo: R\$ 291.484,13, onde R\$ 259.955,53 foi devido ao custo principal das manutenções, R\$ 18.083,30 referente à multa de parcela variável por indisponibilidade da unidade 29 na semana 69 e R\$ 13.445,30 referente à penalização pelo risco das unidades.

Comparando a solução ótima (programação proposta) com a programação realizada, percebe-se que a primeira foi factível com a realidade e consistente com as restrições impostas ao problema, validando com sucesso o modelo proposto empiricamente. Pelo lado da empresa, observa-se que foi realizada a programação de manutenção de menor parcela variável possível, para este grupo de transformadores, em consonância com os resultados encontrados neste trabalho. Entretanto, vale destacar a diferença entre as penalizações relacionadas ao risco dos equipamentos, 66,4% superior. Isto significa que o modelo deste trabalho proporia, à época, uma programação de manutenção diferente, de mesmo custo, mas de menor risco para a empresa, ao levar em conta o risco de cada equipamento. Além disso, vale destacar o tempo de resposta da solução, comparado às horas despendidas em análises e reuniões de consenso.

Para complementar a análise dos resultados, optou-se por confrontar a solução ótima com a PIOR SOLUÇÃO que poderia ser realizada pela empresa em 2011. O chamado pior caso tem o seguinte custo: R\$ 575.251,06, onde R\$ 259.955,53 foi devido ao custo principal das manutenções, R\$ 298.347,33 referente à multa devido à parcela variável por indisponibilidade das unidades 1, 22, 29, 30 e 33, e R\$ 16.948,20 referente à penalização pelo risco das unidades. Em relação à programação atual, estes valores correspondem a um aumento de 1550% da penalização por PVI e de 26,1% da penalização do risco. Já em relação à solução ótima, equivalem à 1550% e 109,8% de aumento, respectivamente. A Figura 6 apresenta o comparativo das penalizações por PVI e a Figura 7, o comparativo em relação aos riscos das unidades, ambos para os casos ótimo, atual e pior.

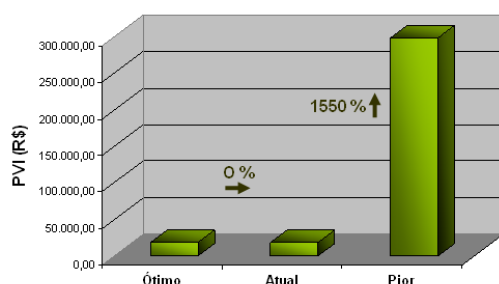


FIGURA 6 – Penalizações devido à PVI

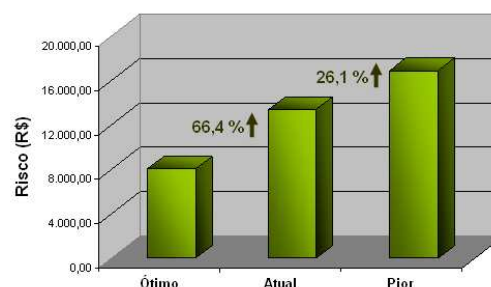


FIGURA 7 – Penalizações devido ao risco das unidades

A Tabela 6 mostra a solução da programação otimizada (proposta), a solução da programação atual (realizada) e a pior solução possível. Vale ressaltar que as semanas 49, 50, 51,..., 100 correspondem, respectivamente, às semanas 1, 2, 3,..., 52 de 2011 – uma vez que as semanas de 1 a 48 foram associadas ao histórico de desligamentos.

Tabela 6 – Solução Ótima, Solução Realizada e Pior Caso

Unidade	Semana Ótima	Semana Realizada	Pior Semana
1	62	63	61
7	49	51	100
9	59	60	78
11	62 63	50 94	95 96
12	57 58	55 77	86 87
14	50	49	56
17	82 83	87 88	93 94
18	81	90	83
19	58 90	55 68	88 89
20	79 80	93 95	95 96
21	70	73	83
22	79 80	82 86	55 56
23	79	78	91
24	66 67	69 91	90 91
25	66 67	69 91	90 91
26	67	69	90
29	53 54	59 69	51 52
30	64 70	62 63	49 50
31	83	91	99
32	49	52	100
33	88 89	93 95	77 78
34	62	76	78
36	62	76	78
37	62	76	78
38	70	80	87
40	49	88	65
41	49	89	65
44	88	94	100
47	70	78	78

5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho alcançou o objetivo de encontrar uma solução inovadora com base empírica que pudesse fornecer um suporte adequado para tomada de decisão dos especialistas, no momento de programar a manutenção dos transformadores de potência. A principal contribuição deste trabalho foi de ordem prática, por ter modelado a programação dos desligamentos de transformadores de potência para os agentes de transmissão do sistema elétrico brasileiro a partir de dados reais, que validaram com sucesso a proposta apresentada e proporcionaram a otimização do processo e mitigação dos custos dele decorrentes, em especial na fase de programação, quando são realizadas uma série de análises e reuniões de consenso que tornam a decisão demorada e onerosa, sobretudo considerando a escassez de especialistas.

Este problema real foi descrito matematicamente como um problema de programação linear inteira mista. A programação não-linear foi evitada em função da dificuldade em garantir a convergência para um mínimo global. Infelizmente não existem métodos eficientes para solucionar problemas gerais de programação não-linear. Decerto, modelos lineares não conseguem representar regimes dinâmicos como relações de produto ou potência de suas variáveis de decisão. Porém, aproximações podem, até certo ponto, mitigar esta deficiência, como foi o caso utilizado para penalização do risco, onde uma função linear segmentada obteve uma aproximação satisfatória de uma função não-linear suave. Por outro lado, diversos algoritmos com garantia de convergência para um mínimo global, amplamente difundidos e testados, estão disponíveis no mercado para solução de modelos lineares, a exemplo do Simplex, *Branch And Bound* e Pontos Interiores, utilizados neste trabalho através dos pacotes CPLEX e GUROBI.

A linguagem de modelagem algébrica mostrou-se eficaz para implementar o modelo proposto em uma ferramenta computacional. Com esta ferramenta o modelo automatizou a solução do problema, o que permite uma revisão otimizada em qualquer tempo, não sendo preciso aguardar o ano superveniente para obter uma nova otimização. Além disso, o modelo proposto indica a melhor programação no cenário atual e ainda pode sugerir, após análise

do especialista, algumas mudanças no processo que podem promover uma solução ótima inatingível anteriormente. Desta análise, é possível otimizar os recursos técnicos, logísticos e humanos da equipe de manutenção de transformadores, além da minimizar perdas de receita com transformadores.

Decerto mais pesquisas na matéria deste artigo contribuiriam para garantir uma maior disponibilidade das instalações dos agentes de transmissão e uma maior confiabilidade do sistema elétrico, assim como otimizariam a mão-de-obra dos especialistas nas empresas, que teriam mais tempo dedicado à análise e decisões do que propriamente à programação das manutenções.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica (2007, Jun.). Resolução Normativa 270. ANEEL, Brasília, DF, Brasil.
- [2] C. Ducharme, "Modelagem e Otimização do Programa de Manutenção de Transformadores de Potência," Dissertação de Mestrado, Univ. Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ), Rio de Janeiro, 2012.
- [3] Operador Nacional do Sistema Elétrico (2012, Out.). Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão. ONS, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [4] Operador Nacional do Sistema Elétrico (2012, Mai.). Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão. ONS, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [5] Operador Nacional do Sistema Elétrico (2011, Nov.). Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão. ONS, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [6] Operador Nacional do Sistema Elétrico (2011, Jun.). Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão. ONS, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [7] G. F. B. Almeida, "Análise do Desempenho das Concessionárias de Transmissão com a Aplicação da Parcela Variável," Dissertação de Mestrado, Univ. de Brasília (UNB), Distrito Federal, 2010.
- [8] W. R. Christiaanse, A. H. Palmer, "A Technique for the Automated Scheduling of the Maintenance of Generating Facilities," IEEE Trans. Apparatus and Systems, vol. PAS-91, N° 1, pp. 137-144, Jan-Fev 1972.
- [9] J. F. Dopazo, H. M. Merrill, "Optimal Generator Maintenance Scheduling Using Integer Programming," IEEE Trans. Apparatus and Systems, vol. PAS-94, n° 5, pp. 1537-1545, Sept-Oct 1975.
- [10] H. H. Zörn, V. H. Quintana, "Several Objective Criteria for Optimal Preventive Maintenance Scheduling," IEEE Trans. Apparatus and Systems, vol. PAS-96, n° 3, pp. 984-992, May-Jun 1977.
- [11] Z. A. Yamayee, K. Sidenblad, M. Yoshimura, "A Computationally Efficient Optimal Maintenance Scheduling Method," IEEE Trans. Apparatus and Systems, vol. PAS-102, n° 2, pp. 330-338, Feb. 1983.
- [12] E. C. Finardi, H. H. Zörn, R. F. Sauer, L. F. C. Bertuol, C. A. Schmitt, "Programação Ótima da Manutenção Preventiva de Unidades Geradoras Utilizando Relaxação Lagrangeana," em XVIII SNPTTE, Curitiba, Brazil, Group XII, GMI 05, Oct. 2005.
- [13] E. L. Silva, M. Morozowski, L. G. S. Fonseca, G. C. Oliveira, A. C. G. Melo, J. C. O. Mello, "Transmission Constrained Maintenance Scheduling of Generating Units: a Stochastic Programming Approach," IEEE Trans. Power Systems, vol. 10, n° 2, pp. 695-701, May 1995.
- [14] E. L. Silva, M. Th. Schilling, M. C. Rafael, "Generation Maintenance Scheduling Considering Transmission Constrains," IEEE Trans. Power Systems, vol. 15, n° 2, pp. 838-843, May 2000.
- [15] Z. Yu, F. T. Sparrow, B. H. Bowen, "A Safety & Security Constrained Hydrothermal Scheduling Model System," IEEE PowerEngineering Society General Meeting, vol. 1, pp. 983-988, June 2004.
- [16] R. Fourer, D. M. Gay, B. W. Kernighan, "AMPL- A Modeling Language for Mathematical Programming," 2ª ed., Duxbury Press, 2003.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Christian Ducharme nasceu no Rio de Janeiro, Brasil, em 1975. Possui formação técnica em eletrotécnica pelo CEFET-RJ (1994), graduação em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (2001) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (2012). Trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) desde 2001. Seus principais campos de interesse incluem análise da condição e diagnóstico de equipamentos de alta tensão, programação de manutenção e programação matemática.

Alexandre Pinto Alves da Silva nasceu no Rio de Janeiro, Brasil, em 1962. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ (1984), Mestrado em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ (1987) e Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Waterloo-Canadá (1992). Realizou estágio de pós-doutorado na Universidade de Washington-EUA (1999) e foi professor titular de Engenharia Elétrica nas Universidades de Itajubá (1993/2002) e do PEE-COPPE/UFRJ (2002/2011). Publicou cerca de 200 artigos, sendo 42 em periódicos e 7 em capítulos de livros publicados no exterior. Orientou 16 alunos de doutorado e 21 de mestrado. Suas publicações já mereceram mais de 800 citações. Dr. da Silva atualmente é Diretor de Tecnologia no Centro de Pesquisas da General Electric (GE), no Brasil.