



GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

QUANTIFICAÇÃO DE RISCOS ASSOCIADOS AOS MODELOS DE TELEASSISTÊNCIA PARA ORIENTAR TOMADA DE DECISÕES ESTRATÉGICAS

**FRANCIS HENRIQUE ALBUQUERQUE SENA; FABIO AUGUSTO DA SILVA ANTUNES; HENRIQUE SIQUEIRA DE CASTRO
CEMIG GERACAO E TRANSMISSAO S.A**

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para quantificar os riscos associados à teleassistência de instalações de transmissão. Foram identificados os fatores associados ao modelo de teleassistência de cada instalação que podem provocar algum impacto, tais como consequências financeiras e atendimento à carga, bem como aspectos que podem afetar a probabilidade de falha fora do período de assistência, como o desempenho da teleassistência e indicadores de confiabilidade. A correlação entre o impacto e a probabilidade é expressa em um indicador que reflete o risco de cada instalação. Esse indicador possibilita aos gestores direcionar ações para reduzir o risco global das instalações mais críticas.

PALAVRAS-CHAVE: *teleassistência, risco*

1.0 INTRODUÇÃO

Com a evolução dos recursos tecnológicos de automação de sistemas elétricos, a teleassistência tem se firmado cada vez mais como um modelo de operação eficiente das instalações. Neste novo cenário, as subestações que antes possuíam operadores locais 24 horas por dia passam a ser operadas remotamente, ficando a equipe presente apenas em alguns horários, para realização de ações locais e apoio à operação remota.

Se, por um lado, esse novo modelo traz vantagens, dentre as quais se destacam a melhoria do desempenho da operação e a redução de custos, por outro, ele traz alguns riscos. Em caso de falha na teleassistência ou de necessidade de apoio, a equipe de operação local é demandada para assistir a estação. Em algumas contingências, podem ser necessárias inspeções ou ações que dependem da presença física da equipe. Quando esses eventos ocorrem fora do período normal de assistência local, faz-se necessário o deslocamento do operador até a instalação, e o tempo gasto para isso pode provocar um acréscimo no tempo de normalização da falha. Com isso, pode haver, por exemplo, um acréscimo no valor de Parcela Variável (PV), quando comparado com um cenário no qual o operador já estivesse presente na instalação.

Neste cenário, a decisão sobre qual será o regime de assistência local torna-se estratégica. Há várias possibilidades: instalação 100% assistida remotamente, equipe local presente em horário comercial ou regime de 2 turnos diários e teleassistência somente no período noturno são alguns exemplos de regimes comumente adotados. Cada uma dessas possibilidades reflete em um custo de operação e um respectivo cenário de risco assumido. Normalmente, a opção é feita considerando-se aspectos como a importância da instalação para atendimento às cargas, os valores de receita associados, o desempenho da teleassistência ou o histórico de ocorrências. Porém, tais aspectos são mensurados de forma subjetiva, uma vez que não há critérios objetivos para essa tomada de decisão.

Considerando o exposto, o presente trabalho quantifica os aspectos considerados nessa tomada de decisão e cria uma correlação entre eles que possibilite aos gestores ter critérios objetivos na escolha pelo regime de operação da instalação. Essa correlação é expressa em um indicador que reflete o risco associado a cada modelo definido. Através desse indicador, é montada uma matriz de riscos, que serve como base para identificar quais instalações demandam ações para reduzir o nível de risco.

2.0 METODOLOGIA APLICADA

Risco, em administração, designa a combinação entre a probabilidade de ocorrência de um determinado evento (aleatório, futuro e independente da vontade humana) e os impactos (positivos ou negativos) resultantes, caso ele ocorra.

Partindo desse conceito, foi elaborada uma metodologia para calcular o risco associado à teleassistência, para cada instalação de transmissão. Para isso, foram elencados os fatores que podem trazer algum tipo de impacto, bem como os fatores que afetam a probabilidade de ocorrência de um evento indesejado. Os fatores identificados foram traduzidos em números, a partir dos quais pode-se calcular o risco e traduzir em um número que permita comparar com o risco das demais instalações. Desta forma, pode-se identificar as instalações que possuem maior risco, com o objetivo de direcionar esforços para diminuí-lo.

2.1 Cálculo do fator Impacto

Quando há uma ocorrência em uma instalação que possui assistência local em regime ininterrupto, se for demandada uma ação do operador da instalação, este estará disponível imediatamente para iniciar as ações necessárias, sejam elas a realização de uma inspeção visual, uma manobra em chave seccionadora ou intervenções em painéis locais. Neste caso, não há risco adicional provocado pela teleassistência, havendo somente o risco inerente à operação das instalações.

A partir do momento em que uma empresa decide manter a operação local em regime de assistência não-integral, por exemplo, com presença de equipe local somente em horário comercial, passa a existir um risco associado à teleassistência. Caso haja uma ocorrência que demande ação da equipe local, e que aconteça fora do horário de assistência da instalação, as ações para restabelecimento são realizadas pelo Centro de Operação ou pela instalação responsável pela operação remota. No caso de haver necessidade de ações locais, o que pode ocorrer por falha na teleassistência ou pela necessidade de ações que só possam ser realizadas localmente, o restabelecimento não mais poderá ser iniciado imediatamente, mas somente após o tempo necessário para o acionamento e o deslocamento do operador até a instalação. Neste caso, pode-se facilmente identificar dois fatores que afetam a parcela "impacto" na equação do risco, quais sejam: o acréscimo no desconto de Parcela Variável (PV), caso se trate de um equipamento de transmissão objeto de Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), e o acréscimo no tempo de restabelecimento de uma eventual carga interrompida. Portanto, o primeiro passo é identificar formas de quantificar esses impactos.

Para quantificar o desconto na Parcela Variável, propõe-se somar o valor da Receita Anual Permitida (RAP) de todos os equipamentos da instalação. Uma vez que não há como prever em qual dos equipamentos uma eventual falha ocorrerá, admite-se, neste momento, que a chance da falha ocorrer em qualquer dos equipamentos da instalação é igual. Para fins de cálculo, foram somadas as RAP dos equipamentos de transformação e manobra, equipamentos de controle de tensão, linhas de transmissão que partem da instalação com seus respectivos módulos de conexão. Para cálculo do impacto financeiro relacionado à PV, foi calculado o valor da RAP por minuto. O valor encontrado foi multiplicado pelo tempo esperado de atendimento à estação pela equipe local, e em seguida foi multiplicado pelo fator $K_o = 150$, utilizado para as primeiras 5 horas de situações de indisponibilidades não programadas. Essa conta resulta num valor que foi identificado como "Fator Financeiro RAP", que reflete o impacto financeiro decorrente do tempo necessário para o deslocamento do operador até a instalação.

$$(1) \text{ Fator Financeiro RAP} = \frac{\sum RAP_{equipamentos} + \sum RAP_{linhas}}{365 \times 24 \times 60} * t_{atendimento} * 150$$

Outro ponto que pode provocar impactos financeiros é a interrupção de Pontos de Conexão com a distribuidora. Quando o tempo durante o qual isso ocorre é superior ao limite estabelecido na regulação, a transmissora é obrigada a pagar uma compensação financeira, que pode atingir o valor máximo de metade da receita total associada aos Pontos de Conexão. Para inserir esse fator no cálculo de impacto financeiro, foram identificados os tempos limites mais restritivos para as instalações que possuem Pontos de Conexão. Esse tempo limite foi comparado com o tempo de atendimento local à instalação. Nos casos em que o tempo de atendimento é superior ao tempo limite, existe o risco de, para qualquer ocorrência que provoque interrupção nos Pontos de Conexão e que demande ações da equipe local, haver necessidade de pagamento de compensação financeira, já que não será possível restabelecer o ponto antes do tempo limite. Nesses casos, foi calculado o valor de compensação financeira a ser pago, considerando-se o somatório da receita de todos os pontos de conexão da instalação. Essa conta resulta num valor chamado "Fator Financeiro PC". Ressalta-se que, assim como no cálculo do fator relacionado à RAP, foi utilizado o somatório das receitas, a partir da inferência que o risco de interrupção de qualquer um dos pontos de conexão é igual.

$$(2) \text{ Fator Financeiro PC} = \frac{t_{atendimento} * t_{limite PC}}{\sum Receitas PC * 0,5 * t_{limite PC}}$$

Na equação (2), $t_{limite PC}$ corresponde ao tempo limite de interrupção de Pontos de Conexão, a partir do qual a transmissora deve pagar compensação financeira. Os valores variam conforme o nível de tensão do Ponto de Conexão, conforme Tabela 1a seguir:

TABELA 1 – Tempos limite de pontos de conexão

TENSÃO DO PONTO DE CONEXÃO	DIC_M
≥ 230 kV	0,65
138 kV \leq TPC < 230 kV	1,31
69 kV \leq TPC < 138 kV	1,97
< 69 kV	2,62

Os valores das parcelas “Fator Financeiro RAP” e “Fator Financeiro PC” foram somados, e esse valor foi identificado como “Fator Financeiro Total”.

$$(3) \text{ Fator Financeiro total} = \text{Fator Financeiro RAP} + \text{Fator Financeiro PC}$$

Outra informação considerada no fator “impacto” é o fato de a instalação ser classificada como estratégica ou não. Via de regra, as ocorrências em instalações estratégicas tendem a provocar maiores impactos sistêmicos. Se a recomposição de uma instalação estratégica é afetada pelo tempo de atendimento local, caso esse tempo seja elevado, poderá haver agravamento dos impactos. Portanto, para as instalações estratégicas, foi associado um peso maior no fator impacto. Para isso, foi determinado um fator multiplicador para cada uma das situações, de acordo com o definido na CD-CT.BR.01: instalação do tipo E1 ou E2 (mais críticas); instalação do tipo E3 ou E4 (criticidade média); e instalações não estratégicas (menos críticas).

TABELA 2 – Fatores associados à criticidade das instalações

Tipo de instalação estratégica	Fator multiplicador
E1	1,5
E2	1,5
E4	1,25
E3	1,25
NA	1

Para as instalações nas quais eventuais ocorrências não provocam perda de carga, os impactos associados à teleassistência resumem-se basicamente àqueles já apresentados. Já nas instalações em que pode haver ocorrências com perda de carga, considerando a possibilidade de haver um tempo adicional para o restabelecimento, há um risco adicional associado à imagem da empresa perante a população e ao órgão regulador. Esse aspecto é especialmente relevante para empresas que atuam tanto no setor de transmissão quanto de distribuição. Para quantificar esse impacto, foi determinado um fator multiplicador, considerando-se o tipo de carga impactada: região metropolitana, cidade polo, outras cidades ou carga industrial. O fator multiplicador foi criado de forma empírica, buscando calibrar o peso do impacto para a imagem com o peso dos demais fatores utilizados para cálculo do valor total do impacto.

TABELA 3 – Fatores associados a interrupção de carga

Tipo de carga	Fator multiplicador
Região Metropolitana	1,4
Cidade polo	1,3
Outras cidades	1,2
Industrial	1,1
Não tem carga	1

Em resumo, foram identificados três fatores que afetam a parcela “impacto” do cálculo do risco:

- Financeiro (somatório de RAP + custo de interrupção por módulo de conexão)
- Fator de classificação de instalação estratégica
- Imagem (tipo de carga interrompida, se houver)

Assim, o cálculo da parcela “impacto” da equação do risco é realizado da seguinte forma:

$$(4) \text{ Impacto} = \text{Fator Financeiro Total} * \text{Fator Classificação Estratégica} * \text{Fator Imagem}$$

Para permitir a comparação entre as instalações, normalizam-se os valores obtidos, considerando-se como 100% o maior valor do conjunto.

2.2 Cálculo da parcela “probabilidade”

O primeiro fator que compõe a parcela “probabilidade” está associado ao regime de assistência local da instalação. Obviamente, quanto maior for o tempo durante o qual a instalação permanecer desassistida, maior é a probabilidade de que uma ocorrência aconteça durante o período em que a equipe local está ausente. Portanto, a probabilidade é proporcional ao período de desassistência da instalação. A tabela 4 representa os fatores de probabilidade para alguns dos regimes de assistência local possíveis:

TABELA 4 – Fatores relacionados a tempo de assistência local

Tempo de desassistência - semanal	Fator
Assistência local 24 horas/dia	0
2 turnos, incluindo finais de semana	0,35
Horário comercial	0,76
Sem assistência local	1

Outro fator que compõe a parcela de “probabilidade” relaciona-se à confiabilidade dos equipamentos. Uma instalação antiga, que possui ativos já depreciados e em final de vida útil, tende a ter maior número de ocorrências do que uma instalação com equipamentos mais novos e modernos. Ou, ainda, se há na instalação equipamentos com maior histórico de falhas, independentemente de serem novos ou depreciados, infere-se que essa instalação também é mais propensa a ter uma ocorrência do que outras. De forma a traduzir esse risco em números, a área de engenharia da manutenção disponibilizou um indicador de confiabilidade (ICOT – Índice de Confiabilidade da Transmissão) medido por instalação, que leva em consideração os fatores aqui mencionados. O ICOT é um número entre 0 e 100 que reflete a confiabilidade da instalação, sendo o valor 100 atribuído à instalação com maior confiabilidade (e, portanto, menor risco). Desta forma, esse indicador foi inserido no cálculo de “probabilidade”, sendo subtraído do valor 1, de forma que quanto menor for a confiabilidade, maior será o reflexo na parcela de probabilidade.

Além das ocorrências envolvendo desligamento de funções transmissão, outro tipo de falha que demanda atendimento local são as falhas que impactam a supervisão e o controle remotos da instalação. Essas falhas são refletidas no indicador de teleassistência da instalação, o TELEASST, conforme descrito no Submódulo 5.10 dos Procedimentos de Rede do ONS. Pode-se inferir que, quanto melhor for o indicador TELEASST de uma instalação, menor a chance de uma falha que impacte a teleassistência. Dessa forma, para mensurar a probabilidade de falha na teleassistência, foi utilizado o indicador TELEASST de cada instalação.

Como o indicador TELEASST normalmente é expresso em valores numéricos elevados (geralmente acima de 99%, e a regulação estabelece um mínimo de 99,90%, para instalações não estratégicas), para fins de cálculo da probabilidade, o valor do indicador foi subtraído por 99%, de forma a se obter o complemento e de se refletir uma diferença numérica maior entre o desempenho das instalações. Valores de TELEASST menores que 99% (o que se admite apenas por teoria) são considerados como 99%. Ainda, como a intenção é calcular a probabilidade de falha e valores elevados de TELEASST indicam bom desempenho, para fins de cálculo, este valor do complemento foi dividido por 1% (valor do denominador, caso o TELEASST seja igual a 100%) e subtraído de 1. Dessa forma, a equação utilizada foi:

$$(5) \text{TELEASST}_{ref.99\%} = 1 - \frac{(\text{TELEASST} - 0,99)}{0,01}$$

A associação dos três fatores mencionados permite calcular um número que reflete a probabilidade de uma ocorrência acontecer durante o período de desassistência da instalação. Foram estabelecidos pesos diferentes para cada parcela do fator probabilidade. O peso maior, 50%, foi atribuído à porcentagem do tempo que a instalação fica sem assistência local, já que esse fator interfere diretamente na probabilidade de um evento ocorrer fora do período de assistência. Aos outros fatores, foi atribuído o peso de 25% cada, já que refletem a probabilidade de falhas em equipamentos ou falha na teleassistência que podem ocorrer tanto durante o período de assistência quanto durante o período de desassistência local.

Dessa forma, o cálculo da parcela “probabilidade” da equação do risco fica da seguinte forma:

$$(6) \text{Probabilidade} = \text{tempo de desassistência (\%)} * 0,5 + \text{TELEASST}_{ref.99\%} * 0,25 + (1 - \text{ICOT}) * 0,25$$

2.3 Cálculo do Risco

Neste ponto, considerou-se a fórmula:

$$(7) \text{Risco} = \text{impacto} * \text{probabilidade}$$

Para o cálculo do risco, basta multiplicar o fator impacto pelo fator probabilidade obtido para cada instalação.

O valor encontrado é adimensional, ou seja, não tem significado outro que não possibilitar a comparação entre as demais instalações que foram avaliadas sob os mesmos aspectos. Novamente, com o objetivo de facilitar a comparação, os resultados finais são normalizados.

Na Tabela 5, apresenta-se a relação de algumas subestações avaliadas com seus respectivos riscos calculados. Destaca-se que todos os valores apresentados são fictícios e têm objetivo apenas de ilustrar a metodologia.

TABELA 5 – Resultados fictícios para um conjunto de 10 subestações

Estação	Impacto Total Normalizado	Probabilidade	Risco Global	Risco Normalizado
Subestação A	29,00%	90,00%	26,10%	36,25%
Subestação B	72,00%	100,00%	72,00%	100,00%
Subestação C	45,00%	50,00%	22,50%	31,25%
Subestação D	100,00%	64,00%	64,00%	88,89%
Subestação E	36,00%	56,00%	20,16%	28,00%
Subestação F	15,00%	82,00%	12,30%	17,08%
Subestação G	68,00%	37,00%	25,16%	34,94%
Subestação H	82,00%	23,00%	18,86%	26,19%
Subestação I	90,00%	56,00%	50,40%	70,00%
Subestação J	20,00%	15,00%	3,00%	4,17%

Percebe-se, através da Tabela 5, que as subestações A, B e C apresentam riscos globais maiores, devendo, portanto, ser priorizadas com relação às ações para mitigação dos riscos.

2.4 Matriz de Risco

Uma forma mais intuitiva de expressar a comparação é plotar o resultado do risco em uma matriz de impacto x probabilidade.

Na matriz da Figura 1, é possível determinar uma região de risco aceitável. As instalações que ficaram na região de risco alto são aquelas onde devem priorizadas ações para mitigá-los.

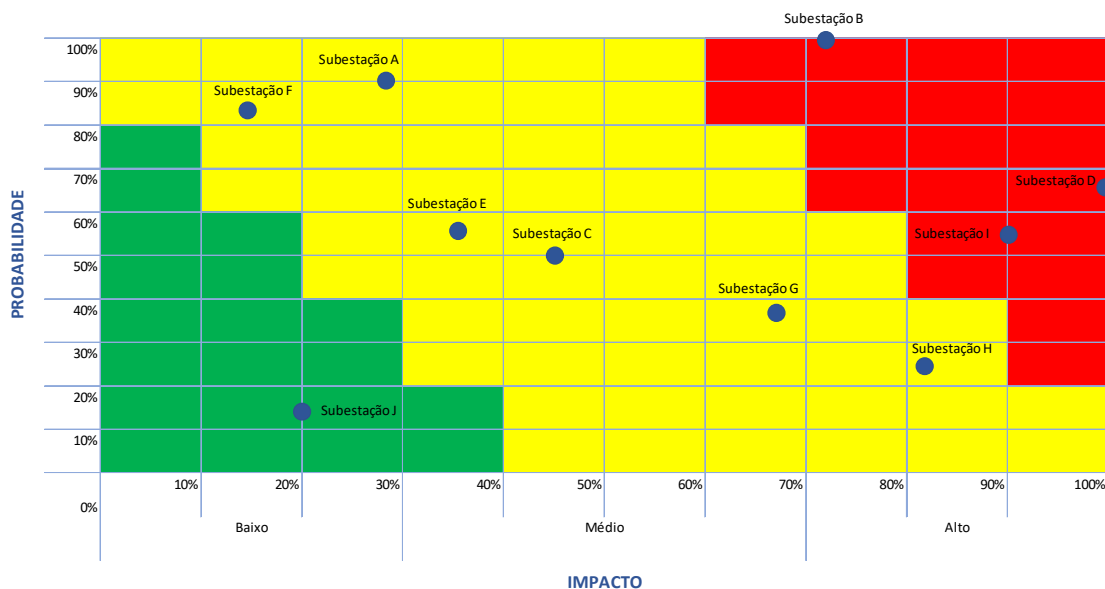


FIGURA 1 - Matriz de risco das estações fictícias apresentadas na Tabela 5

A partir dessa matriz, é possível determinar as áreas do gráfico que possuem risco global aceitável. Para as instalações localizadas na área de risco alto, devem ser avaliadas ações para levá-las para a área de risco médio ou baixo.

3.0 CONCLUSÃO

A metodologia apresentou-se útil para identificar quais as instalações possuem maior risco relacionado à teleassistência. Desta forma, pode-se direcionar os esforços para reduzir os riscos dessas instalações.

Com relação à parcela “impacto”, as informações referentes aos valores financeiros, atendimento à carga e classificação estratégica são naturais da instalação e não podem ser alterados por iniciativa do proprietário da instalação. Portanto, a única forma de reduzir o impacto é reduzindo o tempo de atendimento.

Os pesos associados aos fatores de imagem e de instalação estratégica foram definidos empiricamente, buscando calibrar o indicador de forma a tentar refletir o peso desses fatores na parcela da maneira mais adequada. Outros agentes de transmissão podem adotar pesos diferentes, conforme as particularidades das suas instalações, ou conforme sua própria estratégia.

O fator “imagem” pode não se aplicar à transmissoras que não atuam também na distribuição, podendo ser descartado da conta. Por outro lado, podem ser identificados outros fatores que afetam a parcela “impacto”, que podem ser utilizados em substituição ou complementação do cálculo. Podem ser utilizadas ainda formas diferentes de calcular o mesmo fator: como exemplo, o fator “imagem” pode ser calculado de maneira proporcional ao montante de carga atendido pela instalação.

A redução do fator “probabilidade” e, conseqüentemente, do risco global da instalação, pode ser obtida das seguintes formas:

1. Aumento do tempo de assistência local para instalações de maior impacto
2. Ações que promovam a melhoria do desempenho da teleassistência
3. Execução de ações de manutenção ou melhorias que aumentem a confiabilidade da instalação

Assim como no cálculo da parcela “impacto”, os pesos dos fatores que compõem a parcela “probabilidade” foram definidos empiricamente. Podem ser adotados pesos diferentes, conforme as particularidades de cada empresa.

Podem ser identificados outros fatores que afetam a “probabilidade”, bem como pode-se descartar algum também baseado na realidade de cada empresa.

Os valores calculados de risco através dessa metodologia não possuem significado se analisados individualmente, podendo ser utilizados apenas como base de comparação com outras instalações avaliadas sob os mesmos aspectos.

Para realizar os cálculos foi utilizado o programa Excel. Como proposta de evolução desse trabalho, sugere-se fazer tratamento dos dados através de ferramentas mais apropriadas, como o Power BI.

4.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Procedimentos de Rede. Submódulo 5.10 – Operação Teleassistida das Instalações da Rede de Operação. Brasil.

(2) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasil.

(3) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL n° 906, de 8 de dezembro de 2020. Brasil.

DADOS BIOGRÁFICOS



Engenheiro eletricitista formado pela PUC-Minas. Especialização em Transmissão e Distribuição de Energia pela PUC-Minas. Especialização em Automação de Sistemas Elétricos de Potência pela PUC-Minas. Trabalha como Engenheiro do Centro de Operação do Sistema da Cemig-GT desde novembro de 2013, atuando na equipe de procedimentos operativos e supervisão do tempo real. Coordenador de grupo de trabalho multidisciplinar para automação de instalações de geração e transmissão.

(2) FABIO AUGUSTO DA SILVA ANTUNES - Engenheiro do Centro de Operação do Sistema da Cemig GT, Doutor em Engenharia Elétrica (2019) pela UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá, universidade na qual também obteve os títulos de Mestre em Engenharia Elétrica (2012) e Especialista em Sistemas Elétricos (2009), graduado em Engenharia Elétrica pela UNESP - Universidade Estadual Paulista (2005), campus de Ilha Solteira. Atua na área de Operação de Sistemas Elétricos de Geração e Transmissão desde 2007, na Cemig GT.

(3) HENRIQUE SIQUEIRA DE CASTRO - Engenheiro eletricitista formado pela UFMG. Possui especialização e mestrado em Sistemas Elétricos de Potência, também pela UFMG, além de MBA Executivo pelo IBMEC e especialização em gestão de negócios pela Fundação Dom Cabral. Atua no setor elétrico há 19 anos, ocupando atualmente o cargo de Superintendente de Operação de Ativos de Geração e Transmissão da CEMIG GT.