

# Dynamic Adaptive Protection Based on IEC 61850

V. Ferrari, and Y. Lopes

**Abstract**—In electrical power systems, the overcurrent relays (ANSI/IEEE 50/51) are widely used for protection, and it is one of the main alternatives for identifying system faults. In radial systems supplied by a single source, protection and selectivity can be achieved using the traditional techniques based in time-current curves coordination. However, in a system with multiple sources and operational conditions, traditional techniques are not sufficient to obtain selectivity. This paper presents an adaptive protection system which, based on IEC 61850, adjusts the protection to changes in the power system. The proposal uses a communication network to change the overcurrent settings according to the sources in operation. The performance of the proposed system was evaluated on a case study. The system is composed of five independent power supplies, a utility and four cogeneration units with different rated power, thus 15 combinations of sources are possible during islanding condition. The results demonstrate that the proposal can provide the selectivity of the system in any operational condition.

**Index Terms**—IEC 61850, Adaptive protection, Manufacturing message specification (MMS)

## I. INTRODUÇÃO

A capacidade de um sistema se manter em operação autônoma pode ser caracterizada como uma condição de ilha. Isso representa uma opção valiosa para suprir cargas críticas na ausência de energia proveniente da rede. Quando um sistema está operando em condição de ilha, sendo alimentado somente por geradores locais, o nível de curto circuito é drasticamente reduzido se comparado à condição na qual o sistema está conectado à rede [1].

Tais alterações podem impactar negativamente no sistema de proteção, fazendo com que o mesmo não atue quando necessário, ou atue indevidamente, portanto, a adaptação dos ajustes de sobrecorrente à nova condição operacional é essencial. A falha na operação da proteção pode ocasionar danos aos equipamentos e coloca vidas humanas em risco, enquanto a operação incorreta leva à perda da continuidade do serviço [2].

Além disso, em um sistema com diversas fontes e múltiplas condições operacionais, as técnicas tradicionais de coordenação cronológica e amperimétrica não são suficientes para se obter a seletividade do sistema [3].

A comutação entre grupos de ajustes previamente definidos nos relés de proteção é uma solução bastante difundida, porém a quantidade de grupos de ajustes disponível nos *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) é limitada e pode ser inferior às condições operacionais previstas.

Neste trabalho é proposto um sistema de proteção adaptativo que utiliza a rede de comunicação para permitir a alteração dos ajustes dos elementos de sobrecorrente de acordo com as fontes em operação. Desta forma, os ajustes podem ser recalculados e atualizados quando detectada a inserção ou remoção de uma fonte no sistema. A técnica proposta explora

recursos previstos na norma IEC 61850 – até então pouco utilizados – como o mapeamento de variáveis analógicas referentes aos parâmetros das funções de proteção e a alteração destes.

Foram realizados dois testes para avaliação da proposta do sistema adaptativo dinâmico. O primeiro consiste na implementação total da proposta com IEDs simulados utilizando a plataforma SmartGridware® IEC 61850 IED Simulator. O segundo teste foi realizado em laboratório com IEDs reais. No entanto, devido a limitação dos IEDs não possuem os recursos da norma IEC 61850 necessários para implementação do sistema proposto, foram adotadas técnicas alternativas disponíveis nos equipamentos em questão para verificação da viabilidade da proposta.

O restante deste artigo está estruturado da seguinte forma. Na Seção II são relacionadas algumas técnicas de proteção adaptativa observadas na literatura. Na Seção III são apresentados, de maneira sucinta, os conceitos relacionados à proteção de sobrecorrente e a aplicação da norma IEC 61850 no sistema de proteção adaptativa proposto. A proposta é descrita na Seção IV. Os problemas a serem resolvidos são avaliados na Seção V, a qual descreve o sistema industrial utilizado como estudo de caso e as estratégias adotadas para solução dos problemas observados no sistema sob estudo. Os testes e os resultados apresentados na Seção VI têm como objetivo avaliar a viabilidade da adaptação dos ajustes de proteção conforme a proposta descrita em IV. Por fim, as considerações finais do trabalho são apresentadas na Seção VII.

## II. TRABALHOS RELACIONADOS

O problema da coordenação das funções de sobrecorrente em sistemas de proteção consiste em selecionar os ajustes de proteção apropriados, satisfazendo os requisitos de sensibilidade, seletividade, confiabilidade e velocidade [4].

Em [5] são abordados problemas de coordenação em uma planta industrial com 3 unidades de cogeração de mesma potência, havendo apenas 4 combinações de fontes possíveis. A solução proposta pelos autores consiste basicamente na alteração dos grupos de ajustes predefinidos nos IEDs na ocasião da alteração da topologia do sistema. Tal solução é usual em um sistema com poucas condições operacionais previstas, mas pode não suprir a necessidade de sistemas onde existem muitas condições operacionais previstas, devido à limitação da quantidade de grupos de ajustes disponíveis nos IEDs.

As técnicas descritas em [3] e [6] são adequadas a sistemas de distribuição com geração distribuída e fluxos de potência bidirecionais.

Em [6] o algoritmo depende de medições on-line sincronizadas disponíveis continuamente para realização dos cálculos e localização da falta. Ao detectar a falta, este relé envia o sinal de atuação aos disjuntores instalados longo da rede de modo a isolar a zona de falta. Portanto, a tomada de decisão está centralizada em um único dispositivo, e a atuação da proteção depende diretamente do canal de comunicação.

Ferrari, V. V. – Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) – Campinas, São Paulo, Brasil – vinicius.v.ferrari@gmail.com (*Corresponding Author.*)

Lopes, Y. – Universidade Federal Fluminense (UFF) – Niterói, Rio de Janeiro, Brasil – yonalopes@id.uff.br.

Os autores agradecem o apoio financeiro da CAPES – Código de Financiamento 001, CNPq e INERGE (Instituto Nacional de Energia Elétrica).

Diferente da técnica descrita em [6], este trabalho propõe um sistema de proteção onde o poder de decisão está distribuído nos IED's. A atualização dos ajustes da proteção depende da comunicação, mas os IED's operam de maneira autônoma assim que os ajustes forem atualizados.

Já em [3] os parâmetros de proteção são atualizados quando detectada a alteração na topologia de operação, semelhante à técnica descrita neste artigo, entretanto, em [3], o trabalho está mais focado no algoritmo de cálculos de ajustes, e não especifica como estas atualizações seriam realizadas, pois não aborda questões relacionadas à protocolos de comunicação e interoperabilidade.

O método de proteção adaptativa proposto neste artigo utiliza um algoritmo mais simples pois não aborda questões relacionadas à fluxos bidirecionais, entretanto, trata com mais detalhes questões relacionadas à comunicação e explora os recursos e os modelos definidos na norma IEC 61850, favorecendo a interoperabilidade entre IED's de diversos fabricantes.

### III. A NORMA IEC 61850: UMA VISÃO GERAL

A norma IEC 61850 foi desenvolvida com o intuito de definir diretrizes para a modelagem de subestações, e posteriormente do sistema de energia como um todo. Para isso, padroniza o modelo de informação e os seus serviços, os métodos de comunicação entre os dispositivos e a linguagem de configuração dos equipamentos.

O modelo de informação define as classes para troca de dados relevantes entre os elementos e o serviço define ações a serem executadas nestes dados. Por exemplo, dados analógicos são definidos pela classe ASG (*Analogue Setting*) e podem ser lidos através dos serviços definidos na norma.

Os protocolos de comunicação definem como os dados são trocados entre os elementos do sistema. A linguagem de configuração, intitulada *Substation Configuration Language* (SCL) padroniza as configurações desses elementos.

A norma define três protocolos. O *Manufacturing Message Specification* (MMS), o *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE) e o *Sampled Values* (SV). O MMS foi originalmente padronizado pela ISO 9506 [7] e posteriormente incorporado pela IEC 61850 para controle e supervisão de dispositivos de automação no sistema de energia. O protocolo GOOSE é usado para troca de informações sobre eventos entre IEDs. Os valores amostrados de tensão e corrente, são tratados pelo protocolo SV.

#### A. Abstract Communication Service Interface (ACSI)

A norma IEC 61850-7-2 define os princípios e diretrizes para implementação da interface abstrata para serviços de comunicação (ACSI), onde são definidos os modelos de informação e os serviços para operação do sistema automatizado de uma subestação.

Dentre os serviços de comunicação definidos na IEC 61850-7-2, ressalta-se, para este trabalho, o *SetDataValues*. Este serviço permite que o cliente defina o valor de determinado atributo em um objeto. O serviço *SetDataValues*, é mapeado para um serviço MMS chamado *Write*.

Classes que suportem o serviço *SetDataValues* podem ter seus valores modificados pelo cliente. A classe ASG, por exemplo, suporta este serviço.

### IV. PROPOSTA: SISTEMA DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA DINÂMICO

As principais anomalias do sistema elétrico a serem protegidas são curtos-circuitos e sobrecargas [8]. Para detecção destas, as proteções de sobrecorrente tradicionais são geralmente subdivididas em dois elementos:

- 1) *Inverse Definite Minimum Time* (IDMT): Elemento de curva inversa, utilizado para detecção de sobrecorrente de menor intensidade e longa duração, geralmente relacionado à proteção contra sobrecarga. Neste elemento, o tempo de atuação é inversamente proporcional à magnitude da corrente.
- 2) Elemento de tempo definido ou instantâneo: Utilizado para detecção de sobrecorrente de alta magnitude (curto circuito), e isolar a área afetada o mais rápido possível. A temporização é aplicada para obter coordenação com as proteções a jusante.

#### A. Adaptando a Sensibilidade da Proteção

A estratégia para adaptar a proteção às mudanças do sistema consiste na alteração dinâmica dos ajustes dos elementos de sobrecorrente de acordo com as fontes em operação, enviando os ajustes adequados aos IEDs e adaptando a proteção à condição operacional em vigência.

A metodologia proposta explora algumas das vantagens da modelagem de dados definida na IEC 61850, como o mapeamento das variáveis relacionadas ao status dos disjuntores (XCBR.Pos.StVal), valor do ajuste do elemento de sobrecorrente (PIOC.StrVal | PTOC.StrVal), corrente nominal primária do transformador de corrente (TCTR.ARtg) entre outras. Ressalta-se que é essencial que requisitos de segurança cibernética sejam implementados, devido a utilização de um protocolo para alteração de ajustes no IEDs. Mecanismos como os indicados na norma IEC 62351 [9], são premissas na implementação desta proposta.

O algoritmo de proteção adaptativa será incorporado ao *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), e seu processamento será iniciado quando identificada a alteração das variáveis referentes ao *status* dos disjuntores das fontes.

O sistema SCADA receberá os dados necessários através do serviço *Report*, e a alteração dos ajustes do IEDs através do serviço *SetDataValues*. A Figura 1 elucida este conceito.

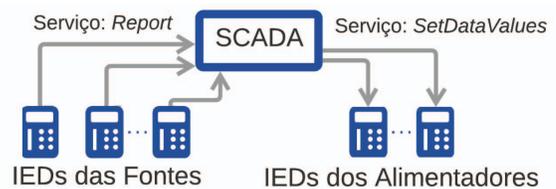


Fig. 1. Esquema proposto para proteção adaptativa dinâmica.

Todavia, o algoritmo a ser implementado depende das características do sistema de potência a qual será aplicado, condições operacionais previstas, critérios e filosofias de proteção, criticidade e priorização de cargas, entre outros fatores devem ser avaliados para elaboração de um sistema de proteção adaptativo. Na Seção V é apresentado um estudo de caso onde foi projetado um sistema de proteção adaptativo baseado nas técnicas descritas.

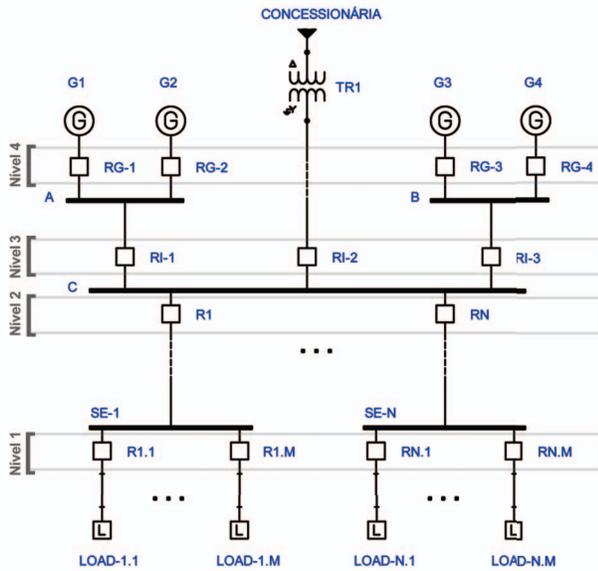


Fig. 2. Diagrama Unifilar Simplificado e níveis de coordenação.

## V. AVALIAÇÃO DO PROBLEMA: ESTUDO DE CASO EM SISTEMA INDUSTRIAL

O sistema de potência sob estudo representa um sistema industrial alimentado pela concessionária de energia em 138 kV e um transformador 138-13,8 kV de 20MVA, sendo esta a principal fonte de energia da planta. A Figura 2 ilustra de forma simplificada o sistema descrito. A unidade também possui 4 unidades de cogeração movidas por turbinas a vapor (G1, G2, G3 e G4), sendo estas de 6 MVA, 3 MVA, 4 MVA e 12 MVA, respectivamente. Os geradores em questão são capazes de suprir parcial ou totalmente a demanda da planta em caso de ausência de energia proveniente da concessionária (condição de ilhamento), ou ainda exportar energia à rede, dependendo de quantos e quais geradores estão em operação. A distribuição em 13,8 kV é realizada através de um painel principal de média tensão (Barra C), o qual possui N alimentadores de saídas (R1...RN), cada um alimentando uma das N subestações da planta (SE-1...SE-N). Cada subestação possui M alimentadores, os quais alimentam um conjunto de cargas específicas (LOAD-1.1...LOAD-N.M).

O sistema de proteção adaptativa proposto neste estudo emprega estratégias diferentes para a solução dos problemas relacionados à coordenação em sobrecorrente de longa duração (sobrecarga) e correntes de alta magnitude (curto circuito), e abrange qualquer combinação entre os geradores. Existem, portanto, 15 condições de ilhamento possíveis, conforme Equação 1.

$$Op = 2^G - 1 \rightarrow Op = 2^4 - 1 = 15 \quad (1)$$

onde: Op: Numero de combinações possíveis; G: Quantidade de Geradores no sistema.

### A. Corrente de Curto-circuito e Sensibilidade

Antes da implementação da condição de ilhamento intencional, alguns estudos devem ser realizados para verificar se [10], [1]: (a) o gerador é capaz de manter a tensão e a frequência dentro de seu padrão admissível; b) o sistema é estável; e (c) as funções de proteção são capazes de detectar corretamente faltas em todas as partes do sistema.

As mudanças da topologia de operação alteram significativamente os níveis de curto circuito nas barras do sistema, sendo necessária a adaptação dos ajustes de sobrecorrente às fontes disponíveis no sistema com o intuito de garantir a sensibilidade da proteção para curto circuito.

Para a análise das correntes de falta e avaliação dos problemas relacionados à sensibilidade da proteção, foram efetuados os cálculos de curto circuito através do *software* SKM PTW 7.0, módulo *Dapper (Comprehensive)* [11]. Para efeitos de comparação, a Tabela I apresenta os resultados obtidos para as correntes de curto circuito inicial simétrica no painel de distribuição (Barra C), considerando três condições operacionais: A condição máxima, uma intermediária (máximo em condição de ilhamento) e mínima.

- Condição máxima (concessionária + 4 geradores).
- Condição intermediária (Ilhamento com os 4 geradores).
- Condição mínima (Ilhamento com o menor gerador).

Nota-se na Tabela I, que existe uma ampla disparidade entre os valores de curto circuito obtidos. Os níveis de curto circuito calculados para a condição mínima representam aproximadamente 4,5% da condição máxima, o que caracteriza um problema de sensibilidade, visto que a proteção pode não ser sensível o suficiente para a detecção de faltas em determinadas condições operacionais.

TABELA I  
CORRENTES DE CURTO CIRCUITO MÍNIMAS E MÁXIMAS CALCULADAS

	Trifásico	Bifásico	Fase-Terra
Concessionária + 4 Geradores	14478 A	12430 A	16785 A
Ilhamento (4 Geradores)	5226 A	4416 A	6533 A
Ilhamento (Apenas G2)	627 A	530 A	784 A

### B. Seletividade e Coordenação

O sistema de proteção sob análise pode ser subdividido em 4 níveis:

- Nível 1: Saída para as M cargas;
- Nível 2: Saída para as N subestações;
- Nível 3: Entradas de energia no painel de distribuição;
- Nível 4: Proteção dos geradores.

A Figura 2 ilustra os níveis mencionados, os quais devem ser seletivos em qualquer condição operacional.

A coordenação entre os níveis em questão pode ser obtida através do conceito de seletividade cronológica, o qual consiste em ajustar as proteções de maneira que os níveis inferiores atuem primeiro, respeitando um intervalo mínimo de coordenação entre as proteções, tipicamente entre 300 e 400 milissegundos [12].

No exemplo da Figura 2, para se obter a coordenação entre os quatro níveis com um intervalo de 300ms, a proteção do gerador (Nível 4) deveria atuar com pelo menos 900ms.

Entretanto, para garantir a atuação da proteção deve ser observado o fato de que a contribuição da corrente de curto circuito de um gerador varia com o tempo. A curva decrescente mostra a redução da corrente do terminal do gerador ao longo do tempo como resultado da transição da impedância subtransitória para a reatância em regime [13].

De acordo com [14], um ajuste de sobrecorrente com *pickup* equivalente à 1,5 a 2 vezes a corrente nominal do gerador e temporização superior à 500ms, pode não ser sensível à máxima corrente de falta do gerador, a qual pode ter decaído abaixo do *pickup* do relé. Após 500ms ou mais, a corrente de

falta do gerador será determinada pela reatância síncrona da máquina, e a magnitude da corrente pode estar bem abaixo da corrente de plena carga do gerador, e portanto, abaixo do *pickup* da proteção.

Outro fator importante é a estabilidade. Um atraso na operação da proteção pode causar instabilidade dos geradores, e isso deve ser considerado [15].

Para garantir que a proteção atue o mais rápido possível, o sistema proposto utiliza o protocolo GOOSE, para implementação da seletividade lógica entre os níveis.

C. Parâmetros para Ajuste dos Relés dos Geradores

O esquema de proteção adaptativa depende dos parâmetros de sobrecorrente dos IEDs dos geradores (RG-X), os quais foram determinados em função das características de cada máquina.

1) *Elemento de Curva Inversa (IDMT)*: O elemento de curva inversa foi ajustado de acordo com [14], a qual especifica que sob condições de emergência, é permitido exceder a capacidade nominal do gerador por um determinado período de tempo, sendo estes limites apresentados na Tabela II.

TABELA II  
LIMITE DE SOBRECARGA DO GERADOR (IEEE STD C37.102-2006)

Tempo	10s	30s	60s	120s
Corrente	218%	150%	127%	115%

2) *Elemento de tempo definido*: O elemento de sobrecorrente de tempo definido foi ajustado de acordo com a curva decremental de cada gerador, sendo o *pickup* sensível à uma corrente de falta bifásica em 100ms. Este elemento deve ser bloqueado via GOOSE pelas proteções a jusante para a implementação da seletividade lógica, sendo a temporização determinada (100ms) tempo suficiente para a propagação de mensagens GOOSE entre os IEDs envolvidos [16]. A Figura 3 mostra o coordenograma de proteção do gerador G1. A proteção dos demais geradores foram ajustadas seguindo os mesmos critérios.

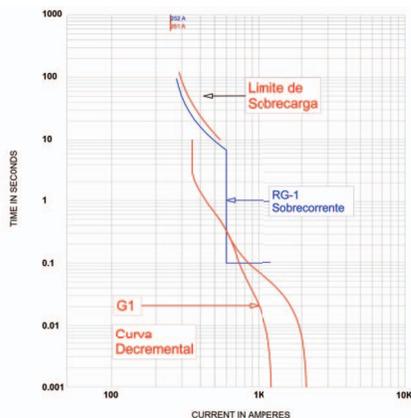


Fig. 3. Coordenograma de proteção do gerador G1.

D. Adaptando a Sensibilidade da Proteção

A estratégia para resolver o problema de sensibilidade exposto na Seção V-A consiste na alteração dinâmica dos *pickups* dos elementos de tempo definido de acordo com as fontes em operação.

Com base nos ajustes dos relés dos geradores (RG-X), os ajustes dos relés dos níveis inferiores serão modificados em função de quantas e quais fontes estão operando. Os atributos a serem adquiridos são o status dos disjuntores (XCBR.Pos.StVal), *pickup* do primeiro elemento de sobrecorrente instantânea (PIOC1.StrVal), e corrente nominal primária do transformador de corrente (TCTR.ARtg).

O *pickup* dinâmico a ser implementado nos relés de destino (RX.PIOC2) corresponde à soma dos *pickups* dos elementos de tempo definido dos relés RG-X (RGX.PIOC1), conforme Equação 2.

$$RX.PIOC2 = \sum_{i=1}^4 RGX.PIOC1 \quad (2)$$

A Figura 4 ilustra o conceito do algoritmo para os IEDs dos níveis 1 e 2, onde o ajuste corresponde à soma dos *pickups* dos IEDs de todos os geradores em operação. Nos IEDs do nível 3, considera-se somente os geradores em operação a montante (RG1 + RG2 ou RG3 + RG4).

Nos IEDs de destino, os *pickups* calculados serão implementados em um segundo elemento de sobrecorrente instantânea (PIOC2), sendo este denominado elemento “dinâmico”, enquanto o primeiro é fixo e deve ser ajustado previamente de acordo com a carga a jusante. Assim, o segundo elemento (dinâmico), sobrepõem o primeiro (fixo) caso seja inferior, e será irrelevante caso seja superior, mantendo ativo o elemento de proteção original.

O elemento dinâmico será desativado via GOOSE nos IEDs dos níveis 1 e 2 caso o disjuntor da concessionária (RI-2) esteja fechado, pois neste cenário não há problemas de sensibilidade.

É importante ressaltar que a impedância dos alimentadores que interligam as N subestações ao painel de distribuição (Barra C) é relativamente baixa em comparação com a impedância das fontes, portanto estas não provocam uma redução significativa das correntes de curto circuito no final das linha. Caso contrário, o elemento dinâmico poderia não ser sensibilizado para faltas nas barras SE-1...SE-N.

1) *Seletividade Lógica*: A adaptação da sensibilidade da proteção é essencial para a implementação da seletividade lógica, a qual depende da sensibilização dos elementos de tempo definido. A ativação destes elementos provocam a alteração do valor da variável booleana (PRO.PIOC.Str.general), o que caracteriza um evento a ser publicado na rede via GOOSE.

Os IEDs dos níveis 2, 3 e 4 utilizam o atributo (PIOC.Str.general) dos níveis inferiores para bloquear a atuação de sobrecorrente, permitindo que as proteções a jusante atuem primeiro e eliminem a falta (Figura 5).

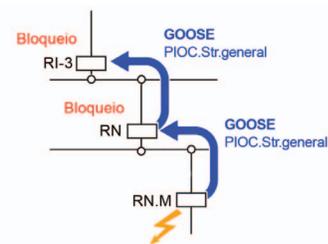


Fig. 5. Seletividade lógica.

A adaptação dinâmica dos elementos de sobrecorrente em conjunto com implementação dos conceitos de seletividade lógica garantem a sensibilidade da proteção e a seletividade adequada do sistema em caso de curto circuito.

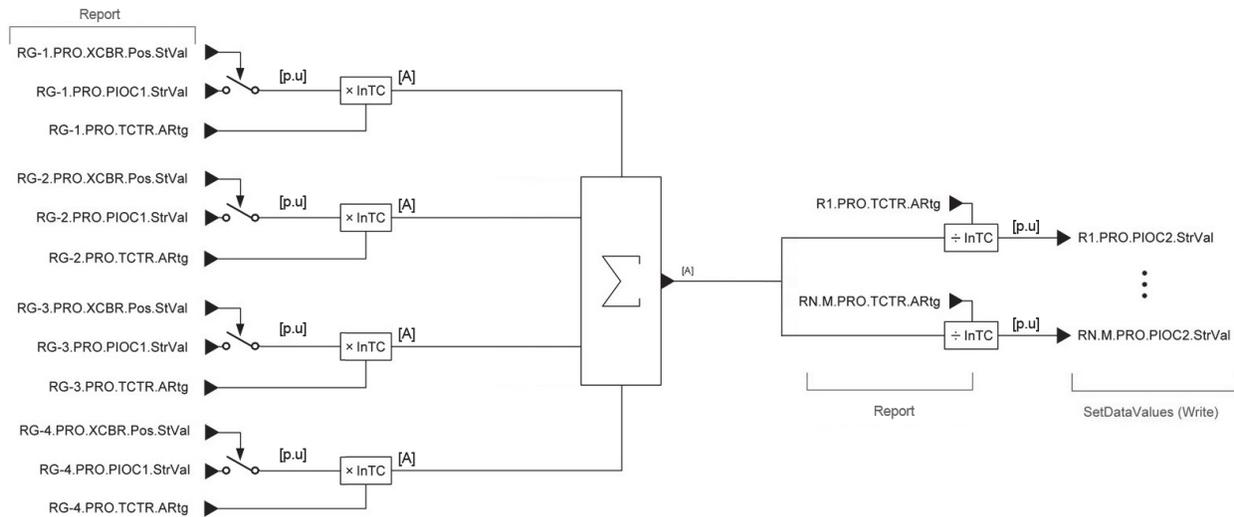


Fig. 4. Algoritmo de proteção adaptativa incorporado ao SCADA.

### E. Descoordenação do Elemento de Curva Inversa

A estratégia descrita em IV-A se mostra eficaz pois a corrente de curto circuito em um determinado ramo corresponde à soma vetorial das contribuições de cada fonte [17].

Entretanto, no caso de sobrecorrente de menor intensidade e longa duração (sobrecarga) esta premissa não é válida, pois a corrente “vista” pelos geradores depende da totalidade de cargas conectadas ao sistema. Logo, uma sobrecorrente em um dos ramos pode ocasionar a atuação da proteção dos geradores antes da proteção do alimentador, caracterizando um problema de seletividade.

Para demonstrar este cenário, foram efetuadas simulações de fluxo de carga que representam exemplos de situações hipotéticas. As mesmas foram efetuadas através do *software* SKM PTW7.0, módulo *Dapper (Load Flow)* [11].

As simulações foram efetuadas com o intuito de demonstrar os problemas de descoordenação do elemento de curva inversa e constatar que o tempo de atuação em caso de sobrecarga não depende apenas dos ajustes da proteção (*pickup*, curva, temporização) mas também das condições de carregamento do sistema de modo geral.

Para isso foram consideradas três condições distintas. Na Simulação 1, apenas G1 e G2 em operação; sobrecorrente de 500A em R1 (147% do *pickup*); carga total: 4500kVA + R1. Na Simulação 2, apenas G1 e G2 em operação; sobrecorrente de 500A em R1 (147% do *pickup*); carga total: 6200kVA + R1. Na Simulação 3, apenas G1 e G2 em operação; sem sobrecorrente em nenhum alimentador; corrente de 170A no ramo da SE-1 (50% do *pickup*), carga total: 6200kVA + R1.

Os tempos apresentados nas Tabela III se referem ao tempo de atuação da proteção conforme equação da curva *Very Inverse* [18] (Equação 3):

$$t = \frac{13,5}{\frac{I}{I_p} - 1} \times TMS \quad (3)$$

onde: t: Tempo de atuação do relé, em segundos; TMS: Dial de tempo, em segundos; I: Corrente de fase;  $I_p$ : *Pickup* ajustado.

Observa-se na simulação 1 (Tabela III) que, neste caso, o relé R1 atua em 9,754s, tempo inferior à atuação dos relés dos geradores (aproximadamente 11,4s).

TABELA III  
RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES: TEMPO DE ATUAÇÃO DAS PROTEÇÕES

Simulação 1						
Relé	<i>pickup</i>	Curva	TMS	Sobrecorrente	Tempo	
RG-1	251A	IEC VI	0,7	457A	182%	11,514s
RG-2	125A	IEC VI	0,7	229A	183%	11,358s
R1	340A	IEC VI	0,34	500A	147%	9,754s
Simulação 2						
Relé	<i>pickup</i>	Curva	TMS	Sobrecorrente	Tempo	
RG-1	251A	IEC VI	0,7	506A	202%	9,302s
RG-2	125A	IEC VI	0,7	253A	202%	9,229s
R1	340A	IEC VI	0,34	500A	147%	9,754s
Simulação 3						
Relé	<i>pickup</i>	Curva	TMS	Sobrecorrente	Tempo	
RG-1	251A	IEC VI	0,7	286A	114%	67,770s
RG-2	125A	IEC VI	0,7	143A	114%	65,625s
R1	340A	IEC VI	0,34	170A	50%	-

Entretanto, na simulação 2, observa-se que o tempo de atuação dos relés dos geradores é inferior ao relé R1, portanto nestas circunstâncias as proteções estariam descoordenadas.

Na simulação 3, não há sobrecorrente em nenhum dos relés dos níveis 1 e 2, entretanto a totalidade de cargas conectadas ao sistema superam a capacidade nominal dos geradores em 14%, o que acarretaria a atuação da proteção por sobrecorrente dos relés RG-X em aproximadamente 65s.

Nota-se, portanto, que em condições de ilhamento o fator limitante passa a ser a capacidade dos geradores, que pode ser inferior à demanda do sistema.

### F. Proposta para Solução para Coordenação do Elemento de Curva Inversa

Para resolver o problema descrito em V-E e evitar que a proteção de sobrecorrente dos geradores atue antes dos níveis inferiores, propõe-se a utilização de quatro elementos de curva inversa nos relés RG-X, onde cada elemento é responsável por uma ação específica. Os elementos em questão seriam ajustados com o mesmo *pickup* e estariam coordenados entre

si, sendo o elemento 4 mais rápido, e o 1 mais lento (Figura 6).

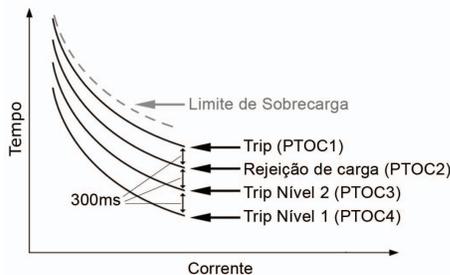


Fig. 6. Elementos de curva inversa RG-X.

- Elemento PTOC4: Antecipa atuação nos relés do nível 1
- Elemento PTOC3: Antecipa atuação nos relés do nível 2
- Elemento PTOC2: Inicia processo de rejeição de carga
- Elemento PTOC1: Atuação da proteção (Trip)

1) *Antecipando Atuação dos Níveis 1 e 2*: para o monitoramento de sobrecorrente de longa duração nos relés dos nível 1 e 2 propõe-se a utilização de um terceiro elemento de sobrecorrente (PIOC3), também dinâmico, semelhante ao detalhado em IV-A, porém sem ocasionar a atuação direta da proteção (*trip*). O objetivo deste elemento é monitorar a demanda de corrente nos alimentadores, ativando a variável booleana “PIOC3.Str.general” enquanto a corrente for superior à capacidade máxima dos geradores em operação. Assim sendo, o *pickup* dinâmico de sobrecarga à ser implementado (RX.PIOC3) corresponde à soma dos *pickups* dos elementos de curva inversa dos relés RG-X (RGX.PTOC1), conforme Equação 4.

$$RX.PIOC3 = \sum_{i=1}^4 RGX.PTOC1 \quad (4)$$

A lógica a ser implementada nos relés dos níveis 1 e 2 (Figura 7) tem como objetivo antecipar a atuação do elemento de curva inversa original de cada relé (PTOC1), ou ocasionar *Trip* caso uma carga específica seja superior à capacidade dos geradores e se mantenha durante um tempo suficiente para a atuação dos elementos de curva inversa PTOC3 ou PTOC4 dos relés RG-X. O esquema proposto garante a coordenação entre os elementos de curva inversa dos relés do nível 4 (RG-X) com os níveis inferiores, independente dos parâmetros das proteções e/ou condições de carregamento do sistema. Neste contexto, os relés RG-X são capazes de controlar as proteções de maneira coordenada, antecipando a atuação do elemento de curva inversa original (PTOC1), ou caso seja identificado corrente superior à capacidade máxima (PIOC3) durante um tempo excessivo.

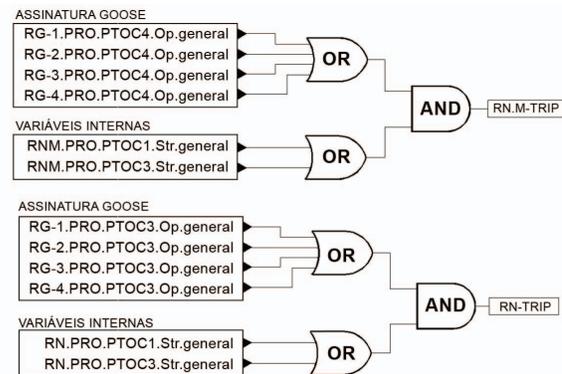


Fig. 7. Lógica implementada nos relés do nível 1 (RN.M) e nível 2 (RN).

2) *Rejeição de Cargas*: caso não seja identificada sobrecorrente em nenhum dos relés dos níveis 1 e 2 (PTOC1.Str.general e PIOC3.Str.general = 0), os elementos de curva inversa PTOC3 ou PTOC4 dos relés RGX não surtiram efeito. Esta situação é observada na (Simulação 3), onde o conjunto de cargas superam a capacidade dos geradores. Neste caso, o elemento PTOC2 é acionado, ou seja, inicia-se um processo de rejeição de cargas por sobrecorrente, removendo cargas menos essenciais em uma sequência predeterminada até que a demanda seja reduzida à um valor inferior à capacidade dos geradores. Obteve-se um intervalo de coordenação mínimo entre o elemento PTOC2 e PTOC1 de 900ms, sendo possível a implementação de três níveis de rejeição. O comando de abertura dos disjuntores (*Trip*) será efetuado através da variável booleana (PRO.PTOC2.op.general) publicada na rede via protocolo GOOSE e assinada pelos IED’s relacionados às cargas a serem removidas.

Ressalta-se também a importância da implementação de um sistema de rejeição de cargas por subfrequência, para a eliminação imediata de cargas menos prioritárias em caso de perda inesperada de algum gerador ou conexão súbita de um grande bloco de carga. A atuação do elemento PTOC2 dos relés RG-X ocasiona a remoção de cargas e a redução da corrente vista pelos geradores, evitando a atuação do elemento PTOC1 (*Trip*).

## VI. ADAPTAÇÃO DINÂMICA DA PROTEÇÃO: TESTES E RESULTADOS

Foram elaborados dois testes para avaliação da viabilidade da adaptação da proteção, quando detectada uma inserção ou remoção de fonte, conforme descrito na Seção IV.

O primeiro consiste em emulações do sistema adaptativo utilizando um emulador de IEDs. O segundo teste foi realizado com IEDs reais para averiguação da viabilidade e possíveis impactos da alteração dinâmica dos parâmetros da proteção em equipamentos de mercado atuais.

### A. Teste 1: Emulação do Sistema para Proteção Adaptativa Dinâmica

Para a implementação do sistema proposto foram utilizados os seguintes *softwares*: Eclipse Power versão 4.8.352 + Driver IEC 61850 versão 2.0 como sistema supervisor (SCADA), e o SmartGridware® IEC 61850 IED Simulator versão 5.0.8 para a emulação dos IEDs como servidores MMS. A emulação, conforme a Figura 8, foi elaborada com o sistema SCADA rodando na máquina 1 (10.0.0.100/24), e o simulador na máquina 2 (10.0.0.99/24), sendo utilizada uma porta TCP

para cada IED em operação (102 a 107 conforme a Figura 8). Para emulação do IED foi utilizado um *Configured IED Description* (CID) do modelo 751A da *Schweitzer Engineering Laboratories* (SEL)<sup>1</sup>, onde foram adicionados todos os atributos necessários para a aplicação, visto que este modelo não possui suporte a todos os atributos da norma.

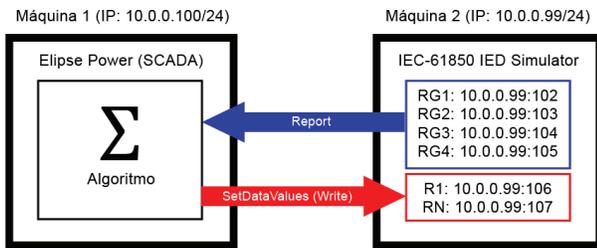


Fig. 8. IED Simulator comunicando com o *Eclipse Power*.

A Figura 9 mostra as mensagens trocadas durante o processo, registradas no monitor de mensagens do IED Simulator. O processo foi iniciado na mensagem “MMS-INFORMATIONREPORT”, com estampa de tempo de 21:11:10.795, onde a alteração da posição do disjuntor RG2 foi reportada ao cliente. Observa-se, na Figura 9, que o tempo

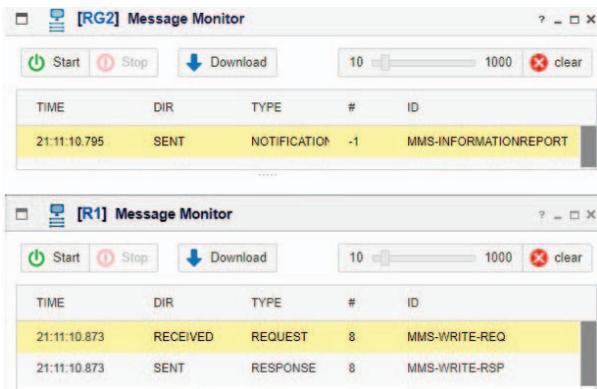


Fig. 9. Monitor de mensagens IED Simulator.

entre o início do processo (*Report*) e a confirmação de escrita da primeira variável a ser alterada (*Write Response*) foi de 78ms. Ressalta-se que as mensagens são enviadas e recebidas na mesma máquina, o que garante o precisão temporal das estampas de tempo.

No exemplo em questão, foram enviados quatro ajustes (R1/PTOC, R1/PIOC, RN/PTOC e R1/PIOC), sendo o tempo entre as requisições de escrita (*Write Request*) de aproximadamente 14ms. Como a estampa de tempo foi coletada no monitor disponível no próprio emulador, o tempo observado abrange o atraso de latência da rede, processamento do algoritmo, e processamento do emulador.

A Figura 10 representa a linha do tempo do processo, o qual abrange o início (*Report*) e as três primeiras requisições e confirmações de escrita (*Write Request* e *Write Response*).

O tempo médio entre o início do processo e a confirmação de escrita da primeira variável a ser alterada foi de 127,95 ms (procedimento observado na Figura 9). O teste foi realizado 60 vezes, com intervalo de confiança de 95%, conforme gráfico da Figura 11.

<sup>1</sup>Este modelo foi escolhido para os testes de emulação pois eram os modelos disponíveis para os testes em laboratório, realizados em seguida.

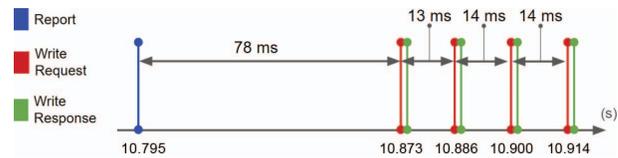


Fig. 10. Linha de tempo do processo completo do teste 1.

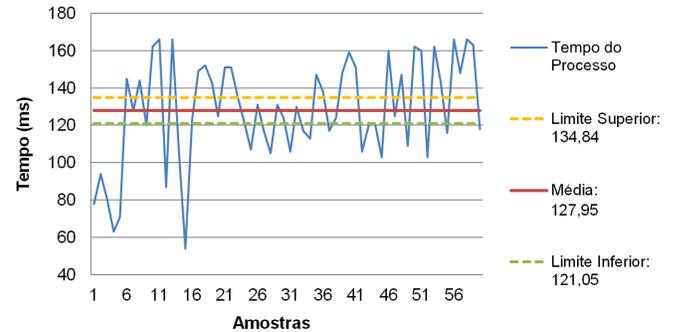


Fig. 11. Gráfico do intervalo de confiança (Teste 1).

### B. Teste 2: Protótipo com IEDs Reais

Os testes em laboratório foram realizados utilizando seis IEDs e um *switch* da SEL, modelos 751A e 2730M, respectivamente, conforme ilustrado na Figura 12. O sistema supervisor e o algoritmo utilizados foram os mesmos utilizados no teste 1.

Entretanto, os recursos da norma IEC 61850 necessários para implementação da proposta (mapeamento de variáveis analógicas referentes aos parâmetros das funções de proteção, e a alteração destes através do serviço “SetDataValues”) não estão disponíveis nos IEDs em questão. Assim sendo, foram adotadas técnicas alternativas disponíveis nos IEDs para verificação da viabilidade da alteração dinâmica dos parâmetros da proteção.

Nos IEDs das fontes (RG1...RG4), os parâmetros de proteção foram armazenados em variáveis matemáticas (MV's) para que tais valores possam ser aquisitados pelo supervisor via MMS. A escrita dos parâmetros de proteção, entretanto, foi efetuada através do protocolo Modbus TCP, pois é o único protocolo de comunicação aberto que permite a escrita das variáveis analógicas referente aos parâmetros de proteção nos IEDs utilizados nos testes.

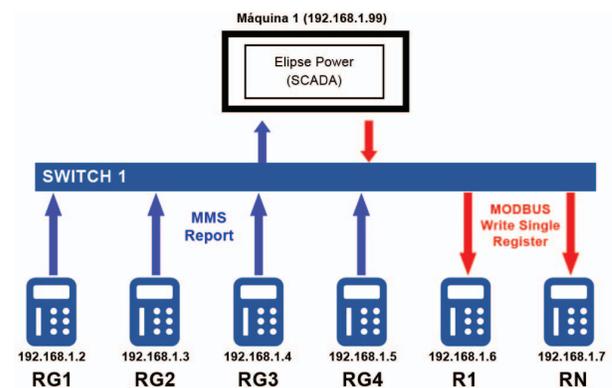


Fig. 12. Seis IEDs modelo 751A comunicando com o *Eclipse Power*.

O método adotado possibilita a verificação da viabilidade da

proposta uma vez que o objetivo final do sistema adaptativo é atingido: atualização dinâmica dos parâmetros de proteção através de comandos analógicos provenientes do SCADA.

Para a averiguação do tempo entre o início do processo e a atualização dos parâmetros dos IEDs de destino, foram utilizadas as estampas de tempo dos eventos registrados no *Sequential Event Report* (SER). A Figura 13 mostra os eventos registrados nos IEDs RG2, R1 e RN, os quais foram sincronizados via *Simple Network Time Protocol* (SNTP).

#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
SEL-751A RG2 Date: 03/11/2019 Time: 23:05:26.106 Time Source: External				
52	03/11/2019	22:56:28.586	52A	Asserted
SEL-751A R1 Date: 03/11/2019 Time: 23:05:26.106 Time Source: External				
71	03/11/2019	22:56:32.241	Relay Settings Changed	
SEL-751A RN Date: 03/11/2019 Time: 23:05:26.106 Time Source: External				
49	03/11/2019	22:56:57.426	Relay Settings Changed	

Fig. 13. SER dos Relés RG2, R1 e RN utilizados no cálculo dos tempos.

O gráfico da Figura 14 ilustra os eventos registrados no SER ao longo do tempo, sendo registrado o momento da alteração da variável referente ao status do disjuntor RG2, e o momento em que os relés R1 e RN têm de fato seus ajustes alterados (*Relay Settings Changed*). Portanto, o tempo observado abrange: o atraso de latência da rede, processamento do algoritmo no SCADA, processamento no IED, e principalmente, o tempo que o IED leva para tornar efetivo os ajustes recebidos.

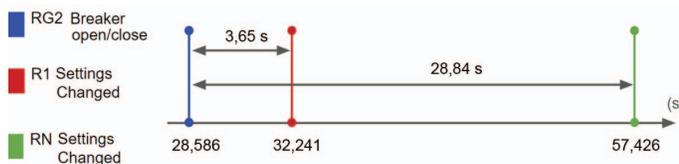


Fig. 14. Linha de tempo do processo completo do teste 2.

Para a constatação do tempo médio entre o início do processo e a atualização dos parâmetros dos IEDs, foram coletadas 60 amostras utilizando as estampas de tempo registradas no SER, semelhante ao procedimento realizado no teste 1. Portanto, o tempo médio para a atualização dos parâmetros de R1 e RN possui um intervalo de confiança de 95%.

Nota-se uma clara discrepância entre os resultados dos dois IEDs, sendo observado em RN um tempo equivalente a 835% do tempo obtido em R1, que foi de 3.426 s. Essa discrepância, é devida a versão de *firmware* instalada em R1 (R419) que é mais recente que a versão em RN (R310). Essa diferença proporcionou um tempo de atualização substancialmente menor em R1, o que indica que equipamentos ainda mais recentes podem ter esse tempo ainda mais reduzido.

## VII. CONCLUSÕES

Neste artigo foi proposta uma técnica para desenvolvimento de um sistema adaptativo centralizado, dinâmico e escalável. A proposta é uma alternativa para sistemas com diversas possibilidades operacionais, pois não está limitada à quantidade de grupos de ajustes disponível nos IEDs.

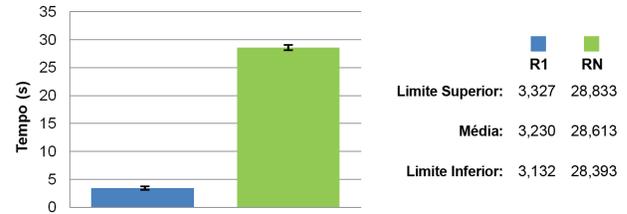


Fig. 15. Tempo para atualização dos parâmetros dos IEDs.

Foram realizados testes emulados e em laboratório para verificar a viabilidade da proposta. Com base nos resultados obtidos no teste 1, conclui-se que a norma IEC 61850 proporciona os recursos necessários para a implementação de um sistema de proteção adaptativo centralizado através do protocolo MMS. Observa-se que os tempos obtidos no teste 1 foram satisfatórios, sendo o primeiro comando recebido em cerca de 128ms, e os comandos subsequentes em aproximadamente de 14ms.

Entretanto, os resultados observados no teste 2 indicam que a efetivação dos parâmetros de proteção pode levar um tempo excessivamente alto. A discrepância entre os tempos de atualização obtidos em R1 e RN demonstra que isto depende sobretudo do modelo e versão do IED, visto que os tempos elevados em uma determinada versão de *firmware* são substancialmente inferiores em uma versão atualizada.

Ressalta-se que o objetivo do teste 2 foi avaliar o comportamento dos IEDs durante alteração dinâmica dos parâmetros da proteção. Para tanto, foi utilizado o protocolo Modbus devido à limitação dos IEDs utilizados no teste.

Conclui-se, portanto, que a norma IEC 61850 fornece os recursos necessários para implementação da proposta de atualização dinâmica dos parâmetros de proteção, porém, a viabilidade da aplicação depende do projeto e dos IEDs envolvidos. Com base no estudo de caso, observa-se que a técnica proposta pode resolver problemas típicos de sensibilidade, e se utilizada em conjunto com a comunicação horizontal entre os IEDs (GOOSE) pode proporcionar a seletividade do sistema em qualquer condição operacional.

## REFERÊNCIAS

- [1] R. R. Ferreira, A. P. Grilo, J. C. Teixeira, and R. C. Santos, "Method for adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed synchronous generators," in *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE, 2015, pp. 1–5.
- [2] N. F. Sherbilla, T. A. Kawady, N. I. Elkalashy, and A.-M. Taalab, "Modified setting of overcurrent protection for distribution feeders with distributed generation," *IET Conference on Renewable Power Generation*, 2011.
- [3] E. Purwar, D. Vishwakarma, and S. Singh, "A novel constraints reduction based optimal relay coordination method considering variable operational status of distribution system with dgs," *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017.
- [4] C. R. Mason, *The art and science of protective relaying*, 6th ed. John Wiley and Sons, 1956.
- [5] A. H. Soares and J. C. Vieira, "Case study: Adaptive overcurrent protection scheme applied to an industrial plant with cogeneration units."
- [6] R. C. Chaves and F. B. Leão, "Sistema de proteção adaptativo para redes de distribuição com inserção de geradores distribuídos."
- [7] "ISO 9506-1:2003:Industrial Automation Systems – Manufacturing Message Specification (MMS) – Part 1: Service Definition," ISO, Standard 2, 2003.
- [8] "IEEE 3004.8-2016: Recommended Practice for Motor Protection in Industrial and Commercial Power Systems," IEEE, Standard, 2017.
- [9] "IEC 62351: Power systems management and associated information exchange Data and communications security," IEC, Standard, 2007.
- [10] F. Pilo, G. Celli, and S. Mocci, "Improvement of reliability in active networks with intentional islanding."

- [11] "Skm systems analysis, inc. - power system software and arc flash hazard analysis and design solutions." [Online]. Available: <http://www.skm.com/index.html>
- [12] "IEEE 141-1993: Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants," IEEE, Standard, 1994.
- [13] D. Ventruella and P. Steciuk, "A second look at generator 51-v relays," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 33, no. 3, pp. 848–856, 1997.
- [14] "IEEE Std C37.102-2006: Guide for AC Generator Protection," Institute of Electrical and Electronics Engineers, Standard, 2006.
- [15] T. S. Aghdam, H. K. Karegar, and H. H. Zeineldin, "Transient stability constrained protection coordination for distribution systems with dg," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5733–5741, 2018.
- [16] A. Dedè, D. Della Giustina, F. Franzoni, and A. Pegoiani.
- [17] "IEEE 551-2006: Recommended Practice for Calculating AC Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems," Institute of Electrical and Electronics Engineers, Standard, 2006.
- [18] "IEC 60255-151: Measuring relays and protection equipment-: Functional requirements of over/under current protection," IEC, Standard, 2009.