

**ESTADO DEL ARTE
SOBRE
ESTRATEGIAS
PARA LA REGULACIÓN DE
VOLTAJE EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
CON ALTO GRADO DE
GENERACIÓN
DISTRIBUIDA
RENOVABLE**

Alejandro Palacios
Universidad del Valle
Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Directores:
Diego Fernando Echeverry
Sandra Milena Londoño

Índice general

Lista de figuras	3
Lista de tablas	4
1. MARCO TEÓRICO	9
1.1. CAÍDA DE TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA	9
1.1.1. Caso crítico carga mínima y máxima generación	11
1.1.2. Caso critico máxima carga y mínima generación	12
1.1.3. Dependencia del factor R/X	12
1.2. ELEMENTOS DE CONTROL DE TENSIÓN	13
1.2.1. Cambiador de Taps bajo Carga	13
1.2.2. Regulador de Tensión	14
1.2.3. Compensador de Var Sincrono	14
1.2.4. Generadores Fotovoltaicos	14
1.2.5. Transformador inteligente (Small Transformer)	14
1.2.6. Convertidores de Potencia	14
1.2.7. Conversores back to back	15
2. CLASIFICACIÓN DE MATERIAL BIBLIOGRÁFICO	17
3. ANÁLISIS DOCUMENTAL	19
3.1. CONTROL DE TENSIÓN CON FUENTES FOTOVOLTAICAS	20
3.2. PLANEAMIENTO DE LA RED	20
3.3. RE CONEXIÓN DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	20
3.4. CONTROL LOCAL	20
3.5. CONTROL CENTRALIZADO	21
3.6. CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO (HOSTING CAPACITY)	21
4. RESULTADOS DE INVESTIGACIÓN	22

Índice de figuras

1.	Concepto de incremento de tensión en los sistemas de distribución [1]	7
1.1.	Diagrama unifilar de una red simplificada	10
1.2.	Esquema de controlador para OLTC con LDC [2]	13
1.3.	Esquema del regulador de tensión	14
1.4.	Variedad de fuentes fotovoltaicas	15
1.5.	Esquema de control básico de un inversor conectado a una red monofásica (switch en posición 1) y la operación en modo isla (switch en posición 2). Las características del inversor aparecen en color verde , los elementos de medida en color azul, y los controladores en cascada en color rojo.[3]	16

Índice de tablas

1.1. Escenarios de tensión	11
2.1. Aplicación de los criterios de búsqueda	18

Lista de Acrónimos

ADA Advanced Distribution Automation

AVC Automatic Voltage Control

DG Distributed Generation

DS Distribution System

EES Energy Storage System

EPS Electrical Power System

FL Fuzzy Logic

GA Genetic Algorithm

LDC Load Drop Control

LV Low Voltage

MR Micro Redes

OR Operador de Red

RES Renewable Energy Sources

SG Smart Grid

ST Smart Transformer

SVC Static Var Compensator

SVR Static Voltage Regulator

OLTC On Load Tap Changer

PV Photovoltaic Generator

UF usuarios finales

INTRODUCCIÓN

Los *sistemas de distribución eléctrica* (Distribution System (DS)) son la ultima etapa en el transporte de energía, desde los generadores hasta los usuarios finales (UF) dentro del sistema eléctrico de potencia (Electrical Power System (EPS)) [4]. La electricidad transportada a través de los DS en las dos décadas anteriores se ha caracterizado por provenir en mayor grado de fuentes hidráulicas, nucleares y fósiles (como carbón, petróleo, gas, etc) [3]. Estas ultimas fuentes de energía, al ser empleadas tanto para la generación eléctrica como en es sector del transporte [5], han traído como consecuencia un incremento del calentamiento global a raíz de los gases de efecto invernadero que se liberan en su proceso de combustión [6].

Como respuesta a esta problemática en los años recientes se ha dado paso al incremento de la generación a pequeña escala instalada dentro del DS conocida como generación distribuida Distributed Generation (DG) ya sea de carácter renovable Renewable Energy Sources (RES) como la fotovoltaica, solar térmica, eólica, biomasa y micro turbinas hidráulicas [7] o no renovable.

Esta nueva red que contiene fuentes de DG, en la cual aparecen intercambios de potencia bi direccionales e implementa funcionalidades inteligentes, haciendo uso o no de una infraestructura de telecomunicaciones, para lograr la adaptabilidad se conoce como Smart Grid (SG) [8].

Dado este contexto la DG puede funcionar en conjunto con algunas cargas para suplir su demanda, ya sea de manera total o parcial. Cuando ocurre de manera total se da lugar a un nuevo escenario dentro de las SG conocido como Micro Redes (MR) [9], las cuales son redes eléctricas en pequeña escala con niveles de tensión de distribución (≤ 20 kV) y potencias menores a 1MW (por lo general) [3], pudiendo operar de manera autónoma o conectada al DS. Estas MR suelen también tener elementos de almacenamiento de energía conocidos como Energy Storage System (EES) [33] con el fin de lograr funcionalidades autonomía, estabilidad y calidad de energía. [10] [9].

Tanto en la operación de las MR como dentro de los DS, estos RES al inyectar potencia al DS generan a través de él una elevación de tensión [1] como lo muestra la figura 1;

esta elevación de tensión es en proporción a la potencia inyectada por la DG , en el caso de la figura 1 con generadores tipo fotovoltaicos (Photovoltaic Generator (PV)). Esta situación es contraria al caso clásico en donde no hay DG (consumer) y la tensión va disminuyendo desde la subestación eléctrica del OR hasta las instalaciones del usuario final UF. Esta desviación de tensión dependerá principalmente de la magnitud de los flujos de potencia bidireccionales [11], la ubicación de la DG [12], la topología de la red y las impedancias del DS .

Sumado a esto se debe tener en cuenta que algunas de las DG como la PV y la eólica, tienen un carácter intermitente y su generación de energía es afectado por las condiciones ambientales (principalmente climáticas) [13]. Esto causa problemas de estabilidad, confiabilidad, aumento en las pérdidas y mala *calidad de energía* [14][15].

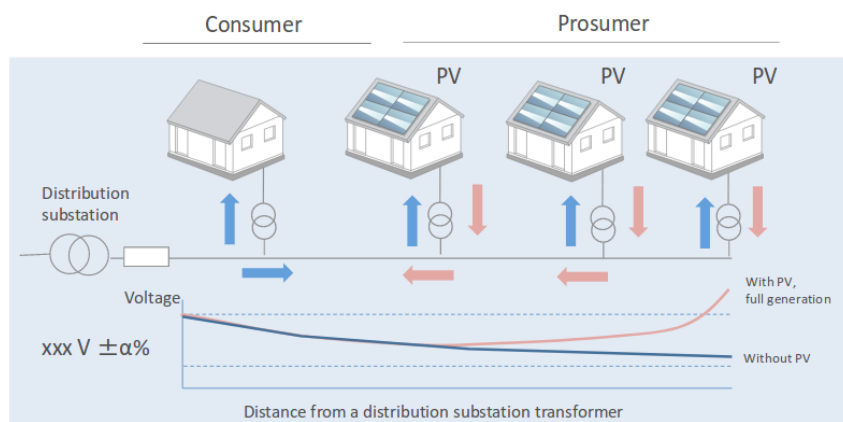


Figura 1: Concepto de incremento de tensión en los sistemas de distribución [1]

Entre los parámetros más importantes de calidad de la energía se encuentra el *nivel de tensión*. Cuando el nivel de tensión se encuentra fuera del *rango permitido* ocasiona daños en las cargas principalmente las que tienen un alto componente electrónico [16].

Para dar solución a esta problemática los operadores de red OR clásicamente han implementado esquemas basados en cambiadores de taps en los transformadores (On Load Tap Changer (OLTC)) y bancos de condensadores [17][18], comandados ya sea de forma manual o automática para responder a los cambios en la tensión provocados por la demanda [19]. En un escenario con DG se deben replantear estos esquemas de control de tensión [20] que le permitan a los Operador de Red (OR) mantener el nivel de tensión en los rangos permitidos. Por tanto este trabajo se realizara una revisión de las soluciones mas destacadas para realizar el control de la tensión en un DS cuando hay presencia de DG de tipo RES.

La metodología de investigación es del tipo *correlacional*, está parte de realizar un estudio *descriptivo* del fenómeno, explorando sus contenidos y evaluando sus tópicos de manera analítica. Una vez obtenido esto se pasa a un trabajo comparativo en el cual se establecen las *relaciones* que describan de modo cualitativo y/o cuantitativo el tema en estudio . La técnica a emplear en este trabajo sera el *análisis documental* que buscan describir y representar los documentos de forma unificada sistemática para facilitar su recuperación.

En el capítulo 1 se hace referencia a los principales conceptos necesarios para abordar la investigación, el capítulo 3.3 se realiza una caracterización de las fuentes bibliográficas a partir de unos *criterios documentales* o temáticas de investigación, el capítulo 3 se realiza un análisis de las temáticas escogidas como *criterios de análisis* , para finalmente en capítulo realizar la perspectiva trazada por el autor sobre este tema.

Capítulo 1

MARCO TEÓRICO

1.1. CAÍDA DE Tensión CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Con el crecimiento de la DG [21] en los DS se ha dado lugar a la aparición de flujos de potencia inversos (es decir desde la carga hacia el DS) lo cual, acompañado por los altos valores en la relación R/X (resistencia reactancia) que caracteriza principalmente a los circuitos de Low Voltage (LV), dan lugar a la aparición de sobre tensiones en los nodos del DS [22][23].

Para ilustrar este fenómeno se parte del diagrama unifilar de la figura 1.1 en el que se representan las características básicas de un sistema de potencia con DG. Este esta conformado por la carga que demanda una potencia $P_L + jQ_L$, la DG que genera o absorbe una potencia $P_{DG} \pm jQ_{DG}$, la compensación reactiva que inyecta o absorbe una potencia $\pm jQ_C$, la impedancia de línea $R + jX$, los nodos V_i de entrada y V_{DG} en la carga y el equivalente de red del sistema.

De acuerdo a la definición de potencia compleja se tiene la siguiente expresión [24]:

$$P + jQ = V_{DG} \cdot I_l^* \quad (1.1)$$

De la ecuación 1.1 se puede obtener la corriente de línea en función de la potencia activa y reactiva :

$$I_l = \frac{P + jQ}{\overrightarrow{V_{DG}^*}} \quad (1.2)$$

Aplicando el la ley de *Kirchoff* de tensiones en el nono V_{GD} , este puede ser expresado como:

$$\vec{V}_{DG} = \vec{V}_i + I_l(R + X_L) \quad (1.3)$$

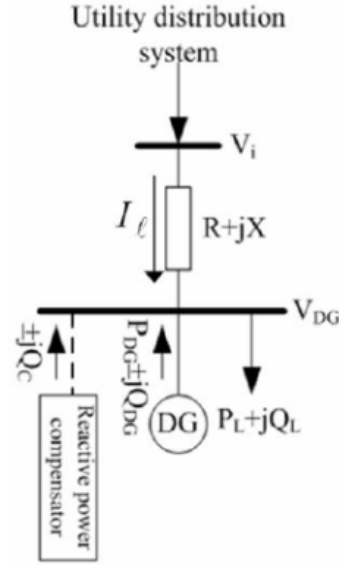
Remplazando I_l de la ecuación 1.2 en la ecuación 1.3 se tiene:

$$\vec{V}_{DG} = \vec{V}_i + \frac{P + jQ}{\vec{V}_{DG}^*}(R + X_L)$$

Figura 1.1: Diagrama unifilar de una red simplificada

$$\vec{V}_{DG} = \vec{V}_i + \frac{RP + X_L Q}{\vec{V}_{DG}^*} + j \frac{RP - X_L Q}{\vec{V}_{DG}^*} \quad (1.4)$$

Cuando el ángulo entre los fasores de tensión V_{DG} y V_i es pequeño, es decir cuando la potencia activa entregada por el DS tiende a cero [24] (esto puede darse porque no hay demanda de energía o la DG abastece la demanda de la carga en una condición de auto consumo de los usuarios o de la micro red), y si además de ello se considera el voltaje en el nodo V_{DG} como referencia fasorial (ángulo 0) la caída de tensión en la línea puede ser escrita como:



$$\Delta V \cong V_{DG} - V_i \cong \frac{RP - X_L Q}{V_{DG}} \quad (1.5)$$

Donde, ΔV es la caída de tensión a través del alimentador. Si también asumimos que la tensión en el nodo V_{DG} es la tensión base, entonces podemos reescribir la ecuación 1.5 como:

$$\Delta V \cong V_{DG} - V_i \cong RP - X_L Q \quad (1.6)$$

Donde $P = (P_{DG} - P_L)$ y $Q = (\pm Q_{DG} \pm Q_c - Q_L)$.

De este modo la ecuación 1.6 puede ser reescrita así:

$$V_{DG} \cong V_i + R(P_{DG} - P_L) + X(\pm Q_{DG} \pm Q_c - Q_L) \quad (1.7)$$

De este modo de la ecuación 1.7 se puede determinar el nivel máximo de generación que puede albergar un circuito.

Para tal caso se plantean dos escenarios críticos en los cuales se presentan las máximas desviaciones de tensión [25]:

Tabla 1.1: Escenarios de tensión

Caso	Carga	Generación
1	Mínima	Máxima
2	Máxima	Mínima

1.1.1. Caso crítico carga mínima y máxima generación

Se considera este primer escenario en el cual la demanda de la carga es mínima, por ejemplo para una carga residencial típica esto es en las horas de la madrugada. La otra condición de máxima generación se presenta por ejemplo para fuentes fotovoltaicas en el medio día, con lo cual se podría tener que para un caso típico de carga residencial con generación fotovoltaica esta condición se alcanzaría en medio día.

Esto se puede cuantificar a partir de la ecuación 1.7 se tenga un factor de potencia igual a uno en el nodo V_{DG} , entonces se puede deducir que la máxima tensión en este nodo se obtiene cuando hay la mínima carga ($P_L = 0$, $Q_L = 0$) y la generación máxima ($P_G = P_{GMAX}$). En estas condiciones el OR puede operar incluso sin que exista generación distribuida. la tensión en el nodo V_{DG} , queda determinado entonces por la ecuación 1.7 así [26] :

$$V_{DG} = V_i + P_{GMAX} \quad (1.8)$$

Donde:

P_{GMAX} Es la potencia máxima permisible en el DS.

En estas condiciones la potencia máxima permisible en el sistema es :

$$P_{GMAX} \leq \frac{V_{DGMAX} - V_i}{R} \quad (1.9)$$

Donde:

V_{DGMAX} Es la tensión máxima permisible en el DS.

Se puede notar en la ecuación 1.9 la potencia máxima generada es función de la resistencia de línea, de modo tal que la resistencia de la línea (que depende del calibre del conductor y la longitud) determina la máxima potencia que puede ser inyectada al sistema.

1.1.2. Caso critico máxima carga y mínima generación

Se considera este segundo escenario en el cual la demanda es alta , por ejemplo para una carga residencial típica esto es en el inicio de la noche o iniciando la mañana y ademas la generación producida por los diferentes DS es baja.

Considerando igualmente un factor de potencia unitario por tanto la ecuación 1.7 puede ser escrita para este caso así:

$$V_{DG} = V_i - RP_{Lmax}$$

O

$$P_{Lmax} = \frac{V_i - V_{DG}}{R}$$

Consideremos ahora que V_{DGmin} es el mínimo voltaje permisible en el DS. Por tanto para mantener el voltaje bajo los limites permisibles se debe cumplir que:

$$P_{Lmax} \leq \frac{V_i - V_{DGmin}}{R}$$

1.1.3. Dependencia del factor R/X

Otro indicador importante al momento de establecer el control de tensión es el factor R/X del equivalente de red, donde R y X son respectivamente la resistencia y la reactancia *Thevenin* del DS en el nodo V_{GD} . Para *valores bajos* del parámetro R/X (es decir donde el equivalente de red es principalmente reactivo) la potencia activa tiene muy poca influencia en los perfiles de tensión, mientras conforme el parámetro R/X crece, el efecto de la potencia activa sobre las tensiones es mas determinante. Dicho de otro modo, en *media tensión* y baja tensión la inyección de potencia activa por parte de la GD provoca aumentos de la tensión en el PCC.

De algún modo este efecto de la potencia activa en los niveles de tensión debe ser mantener la tensión en el punto de nominal compensado mediante la absorción de potencia reactiva para devolver los niveles de tensión a su condición de diseño.

La potencia reactiva necesaria para mantener la tensión en el nodo V_{DG} (figura 1.1), en cuanto mayor es el parámetro R/X es necesario absorber una mayor cantidad de potencia reactiva para mantener la tensión en el PCC. Nótese que en redes de media tensión (R/X alrededor de la unidad) la cantidad de reactiva necesaria para compensar el efecto de la potencia activa es 2 a 1. [27].

1.2. ELEMENTOS DE CONTROL DE TENSIÓN

1.2.1. Cambiador de Taps bajo Carga

El cambiador de tomas bajo carga OLTC es un equipo cuya función es conmutar las conexiones de derivación del devanado de un transformador (puede estar el primario o en el secundario) en estado energizado o en carga, estos son diseñados bajo los criterios de la norma IEC 60214-1 [28]. El equipo encargado de del operar el OLTC es conocido como Automatic Voltage Control (AVC), el cual conmuta las sus derivaciones del transformador de acuerdo a la desviación que se presente con respecto al la tensión de referencia o tensión objetivo, esto se puede ilustrar en la figura 1.2 [2]. Este control debe asegurarse que el voltaje se encuentre siempre por encima del nivel mínimo de tensión el cual decrece a lo largo del circuito [2] para el caso de un circuito radial sin DG. Las mediciones realizadas en la figura 1.2 son usadas para calcular la caída de tensión en el nodo remoto, esta técnica es conocida como Load Drop Control (LDC).

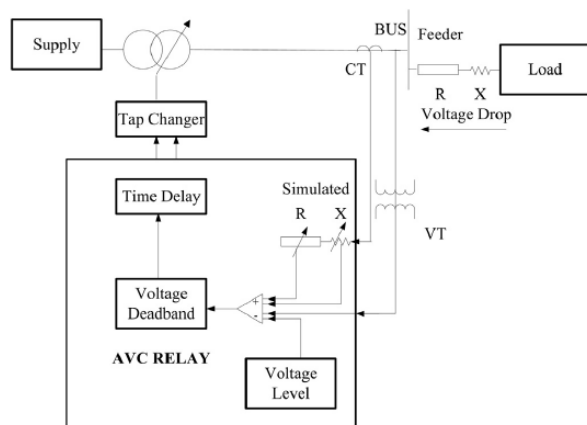
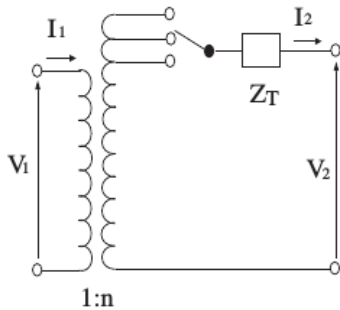


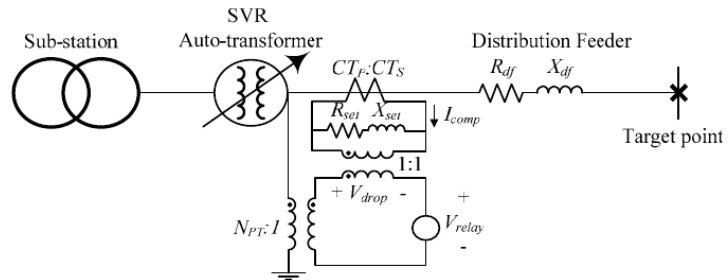
Figura 1.2: Esquema de controlador para OLTC con LDC [2]

1.2.2. Regulador de Tensión

Otro dispositivo similar al este es el Static Voltage Regulator (SVR) el cual consiste en un auto transformador con un cambiador de taps bajo carga [29]. Por lo general son diseñados para regular la tensión en rangos de $\pm 10\%$ de la tensión nominal en 32 pasos [30] [31]. La norma ANSI/IEEE C57.15 establece dos rangos de tensión para la operación, uno en estado normal (rango A) y otro en estado de contingencia (rango B).



(a) Diagrama interno del SVR [32]



(b) Control de caída de tensión LDC basado en SVR [29]

Figura 1.3: Esquema del regulador de tensión

La posición del SVR es controlada mediante el esquema de LDC similar mente al OLTC. Dado esto como se muestra en la figura 1.3(b) el controlador debe de conocer la impedancia del sistema (*distribution fider*) para ajustar la tensión en el nodo remoto (*target point*) [29].

1.2.3. Compensador de Var Sincrono

1.2.4. Generadores Fotovoltaicos

Los generadores fotovoltaicos PV se caracterizan por inyectar corriente

1.2.5. Transformador inteligente (Small Transformer)

El transformador inteligente o Smart Transformer (ST) [33]

1.2.6. Convertidores de Potencia

Inversores

Existen dos métodos de control básicos para los inversores: control en cascada y control del estado-espacio (*state-space*) [3]. La figura 1.5 muestra el esquema de control básico de un inversor modular monofásico, que también se puede utilizar para un inversor trifásico (emplean-

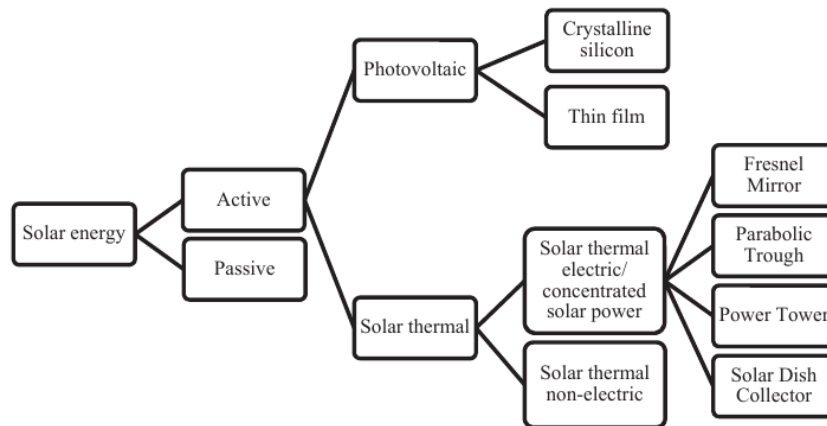


Figura 1.4: Variedad de fuentes fotovoltaicas

do tres módulos). Los bloques verdes muestran el hardware de la electrónica de potencia, los bloques azules muestran los dispositivos de medición de corrientes y tensiones, y los bloques rojos muestran las partes del controlador en cascada. Si el interruptor está en la posición 1, el inversor funciona como una fuente de corriente para alimentación de red. El MPPT (maximum power point tracking) calcula el punto de ajuste para la tensión continua el cual alimenta a un control proporcional-integral. Dado que la salida del controlador de voltaje de corriente continua es un punto de consigna de CC, para el valor RMS de la corriente alterna, se debe multiplicar con la tensión de corriente alterna normalizada y filtrada para obtener un punto de consigna de corriente alterna. Si el interruptor está en la posición 2, el inversor funciona como una fuente de voltaje para el modo de isla. El punto de ajuste para la tensión de alterna se calcula con el microcontrolador o procesador de señal digital. Un controlador de compensación de DC especial controla el desplazamiento de CC de la tensión de CA a cero. [34], que controla el valor RMS de la tensión alterna. Si varios inversores están conectados en paralelo en una microgrid isla, pueden usarse controladores adicionales para calcular los puntos de ajuste de la tensión y la frecuencia de CA [3].

1.2.7. Conversores back to back

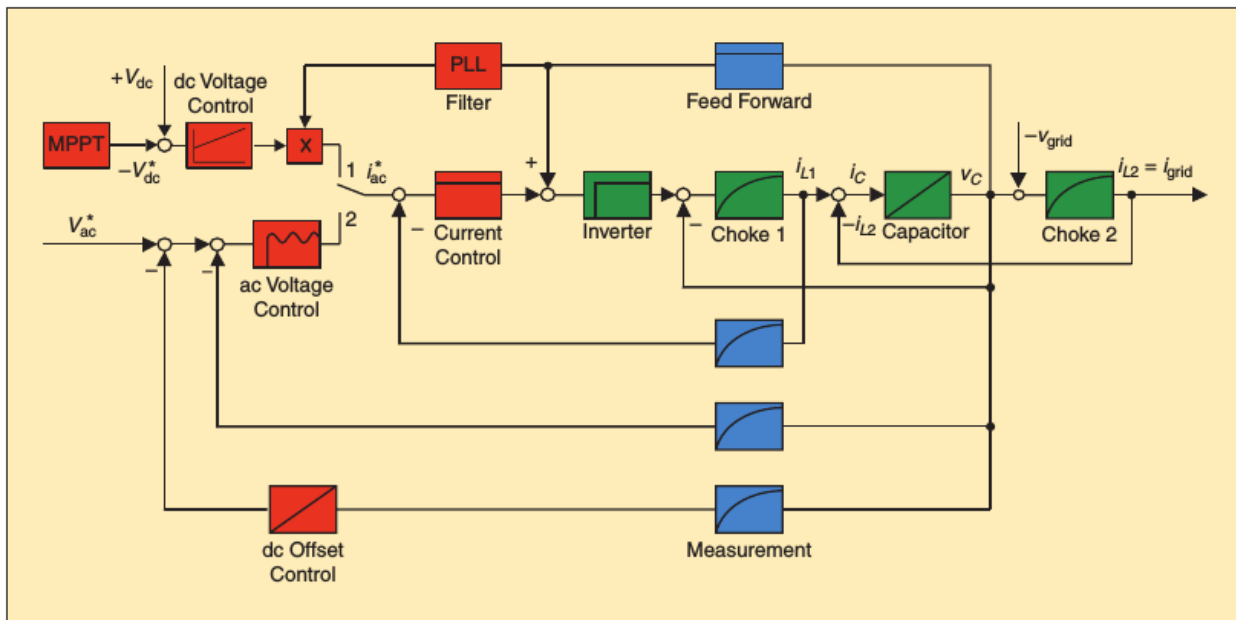


Figura 1.5: Esquema de control básico de un inversor conectado a una red monofásica (switch en posición 1) y la operación en modo isla (switch en posición 2). Las características del inversor aparecen en color verde , los elementos de medida en color azul, y los controladores en cascada en color rojo.[3]

Capítulo 2

CLASIFICACIÓN DE MATERIAL BIBLIOGRÁFICO

En este capítulo se muestra el proceso de recopilación documental realizado a la muestra. Estos criterios son denominados como *criterios de búsqueda*, los cuales, para la presente investigación son los siguientes, de los que se destacan los tres mas importantes de cada categoría:

- *control voltage*
- *distributed generation*

Para identificar la muestra documental se empleo la herramienta SCOPUS de la cual se muestran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Aplicación de los criterios de búsqueda

CRITERIO	NOMBRE	ARTÍCULOS
Autor	Guerrero, J.M.	67
	Blaabjerg, F.	35
	Vazquez J.C.	33
Afiliación	North China Electric Power University	62
	China Electric Power Research Institute	52
	University of Alberta	49
Pais	China	719
	India	380
	United States	367
Fuente	IEEE Transactions On Smart Grid	100
	International Journal Of Electrical Power And Energy Systems	69
	IEEE Transactions On Power Systems	59

Capítulo 3

ANÁLISIS DOCUMENTAL

Este análisis consiste en evaluar el aporte de las diferentes fuentes bibliográficas a cada una de las temáticas abordadas como *criterios de análisis*. Dentro de este trabajo de investigación estos criterios de análisis fueron escogidos por el autor de acuerdo a la pertinencia que tienen los mismos dentro del marco conceptual referente a las redes inteligentes (*smart grid*) presentado en automatización de la red (Advanced Distribution Automation (ADA)) y la calidad de la energía.

- Microredes
- Planeamiento de la red
- Fuentes fotovoltaicas
- Potencia activa y reactiva
- Fuentes Eólicas
- Capacidad de alojamiento
- Análisis técnico - económico
- Almacenamiento de energía
- Redes en DC
- Cambiador de tomas bajo carga

3.1. CONTROL DE Tensión CON FUENTES FOTOVOLTAICAS

En [32] se plantea un control de tensión centralizado, el cual responde con cambios en la potencia reactiva inyectada por cada inversor tras ocurrir cambios condiciones climatológicas (que afectan la cantidad de kW/m^2), la cantidad de potencia reactiva es calculada resolviendo el problema de optimización basado en algoritmos genéticos Genetic Algorithm (GA) el cual a su vez controla los SVR y los Static Var Compensator (SVC) que se encuentran en el sistema. En [35] se realiza un control de centralizado de tensión sobre un área residencial con alto grado de penetración de sistemas PV basado en Fuzzy Logic (FL). Tiene como parámetros de entrada el área de las edificaciones, las curvas de radiación solar para controlar los OLTC.

3.2. PLANEAMIENTO DE LA RED

3.3. RE CONEXIÓN DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

En [21] se propone el uso de dispositivos electrónicos para transferir potencia reactiva en las fronteras de los circuitos del DS, esto lo realiza mediante convertidores back to back. Se nota que se mejora el des balance de la red a su vez que se minimizan las perdidas, logrando mayor efectividad cuando se usa en combinación con la DG y la re configuración de circuitos manteniendo la tensión en los niveles esperados.

3.4. CONTROL LOCAL

En [36] se propone un sistema híbrido para el control de tensión en LV empleando de manera combinada OLTC y control de potencia activa y reactiva mediante inversores monifásicos, en tal caso el OLTC resulta ser el método mas efectivo para controlar los percentiles de la tensión. En [33] plantea el uso de ST para controlar la tensión y la transferencia de potencia activa de modo instantáneo en las zonas donde este alimenta el DS que contienen alto grado de **acronym!** (**acronym!**). En [7] se presenta un método de control basado en redes neuronales capaz de controlar la tensión en los nodos de forma autónoma maximizando la potencia activa inyectada por los DS. El controlador usa solamente la modulación en potencia activa si la modulación de potencia reactiva no es suficiente, este método es probado tanto en fuentes fotovoltaicas como en eólicas.

3.5. CONTROL CENTRALIZADO

En el entorno de las SG, algunos de los DG son despachados de modo central empleando para ello diversas estrategias de control, mientras que por otro lado las DG no despachadas como plantas solares y eólicas son controladas mediante un rango óptimo predefinido de tensión [37] [38]. En [32] se plantea un esquema de control centralizado mediante GA en el que se consideran los inversores SVC, en [35] se considera un control FL que controla los OLTC con alta penetración de sistemas PV.

3.6. CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO (HOSTING CAPACITY)

La capacidad de alojamiento (HC *hosting Capacity*) consiste en cuantificar el impacto que tendrá un incremento de la DG [39].

En [40] se plantea una estrategia de control de tensión sobre los DER ubicados dentro de usuarios finales en el contexto de madurez de las *smart grid*, lo que permite emplear la infraestructura de comunicación, distribuyendo el área del DS en zonas las cuales se comunican mediante tokens para realizar el control de tensión.

En [41] se realiza un estudio sobre el HC teniendo en cuenta un DS individual, sino todos los alimentadores de un OR, permitiendo determinar así tanto un indicador global como un indicador para cada uno de los circuitos. De esta manera el HC es influenciado por tres variables: regulación de tensión, capacidad térmica y las protecciones, de los cuales se noto que el parámetro más influyente es la capacidad térmica del DS.

Capítulo 4

RESULTADOS DE INVESTIGACIÓN

Bibliografía

- [1] G. S. G. F. GSGF, "Report power grid electrical energy storage jan 2016,"
- [2] C. R. Sarimuthu, V. K. Ramachandaramurthy, K. R. Agileswari, and H. Mokhlis, "A review on voltage control methods using on-load tap changer transformers for networks with renewable energy sources," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 1154–1161, 2016.
- [3] S. Bacha, D. Picault, B. Burger, I. Etxeberria-Otadui, and J. Martins, "Photovoltaics in microgrids: An overview of grid integration and energy management aspects," *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 9, no. 1, pp. 33–46, 2015.
- [4] T. S. Basso and R. DeBlasio, "Ieee 1547 series of standards: interconnection issues," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1159–1162, 2004.
- [5] B. Bahmanifirouzi, E. Farjah, T. Niknam, and E. Azad Farsani, "A new hybrid hbmo-sfla algorithm for multi-objective distribution feeder reconfiguration problem considering distributed generator units," *Iran. J. Sci. Technol. - Trans. Electr. Eng.*, vol. 36, no. E1, pp. 51–66, 2012.
- [6] M. Hauck, Z. J. Steinmann, A. M. Schipper, F. Gorrissen, A. Venkatesh, and M. A. Huijbregts, "Estimating the Greenhouse Gas Balance of Individual Gas-Fired and Oil-Fired Electricity Plants on a Global Scale," *J. Ind. Ecol.*, vol. 21, pp. 127–135, feb 2017.
- [7] V. Calderaro, G. Conio, V. Galdi, G. Massa, and A. Piccolo, "Active management of renewable energy sources for maximizing power production," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 57, pp. 64–72, 2014.
- [8] J. Bhatt, V. Shah, and O. Jani, "An instrumentation engineer's review on smart grid: Critical applications and parameters," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 1217–1239, 2014.
- [9] J. Pegueroles-Queralt, F. Bianchi, and O. Gomis-Bellmunt, *Optimal droop control for voltage source converters in islanded microgrids*, vol. 8. IFAC, 2012.
- [10] O. Babacan, W. Torre, and J. Kleissl, "Siting and sizing of distributed energy storage to mitigate voltage impact by solar PV in distribution systems," *Sol. Energy*, vol. 146, pp. 199–208, 2017.

- [11] N. C. Koutsoukis, D. O. Siagkas, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, "Online Re-configuration of Active Distribution Networks for Maximum Integration of Distributed Generation," *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, vol. 14, no. 2, pp. 437–448, 2017.
- [12] M. M. Othman, W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and A. Y. Abdelaziz, "Optimal placement and sizing of voltage controlled distributed generators in unbalanced distribution networks using supervised firefly algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, pp. 105–113, 2016.
- [13] N. Mahmud and A. Zahedi, "Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 582–595, 2016.
- [14] S. B. Karanki and D. Xu, "Voltage droop control of dual active bridge for integrating battery energy storage to utility grid," *2014 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2014*, pp. 2227–2232, 2014.
- [15] P. Dinakara Prasad Reddy, V. Veera Reddy, and T. Gowri Manohar, "Optimal renewable resources placement in distribution networks by combined power loss index and whale optimization algorithms," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, pp. 1–17, 2017.
- [16] A. B. Baghini *et al.*, *Handbook of power quality*. Wiley Online Library, 2008.
- [17] E. Acha, V. Agelidis, O. Anaya-Lara, and T. Miller, "Power Electronic Control in Electrical Systems - CH 2," *Power Electron. Control Electr. Syst.*, pp. 31–81, 2002.
- [18] S. Bisanovic, M. Hajro, and M. Samardzic, "One approach for reactive power control of capacitor banks in distribution and industrial networks," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 60, pp. 67–73, 2014.
- [19] A. F. Gubina, F. Gubina, and R. Golob, "Intelligent coordinative voltage and reactive power control," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 23, no. 4, pp. 313–321, 2001.
- [20] D. Yadav and T. Bhatti, "Voltage control through reactive power support for WECS based hybrid power system," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 62, pp. 507–518, 2014.
- [21] W. Cao, J. Wu, N. Jenkins, C. Wang, and T. Green, "Benefits analysis of Soft Open Points for electrical distribution network operation," *Appl. Energy*, vol. 165, pp. 36–47, 2016.
- [22] C. Su, "Comparative analysis of voltage control strategies in distribution networks with distributed generation," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–7, IEEE, 2009.
- [23] b. T. L. Zhiyuan Tanga, David J. Hilla, "Two-stage voltage control of subtransmission networks with high penetration of wind power,"

- [24] S. Akagi, R. Takahashi, A. Kaneko, J. Yoshinaga, M. Ito, Y. Hayashi, H. Asano, and H. Konda, "Upgrading the Voltage Control Method Based on the Photovoltaic Penetration Rate," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, no. c, pp. 1–1, 2017.
- [25] M. E. Elkhatab, R. El-Shatshat, and M. M. A. Salama, "Novel coordinated voltage control for smart distribution networks with DG," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 4, pp. 598–605, 2011.
- [26] G. Strbac, N. Jenkins, M. Hird, P. Djapic, and G. Nicholson, "Integration of operation of embedded generation and distribution networks," *University of Manchester Institute of Science and Technology (UMIST)*, 2002.
- [27] D. Trebolle Trebolle, P. Frías Marín, M. Ortega, J. María, and J. L. Martínez Ramos, "El control de tensión en redes de distribución con generación distribuida (i)," 2012.
- [28] IEC, *Tap-changers Part 1: Performance requirements and test methods*.
- [29] H. El-Taweel, N.A., Farag, "Integration of Step Voltage Regulators in Islanded Microgrids," *Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol.*, 2017.
- [30] W. Kersting, "The modeling and application of step voltage regulators," in *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*, pp. 1–8, IEEE, 2009.
- [31] H. E. Farag, M. M. Abdelaziz, and E. El-Saadany, "Incorporating voltage regulator and load models in unbalanced power flow studies of active distribution systems," in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1–7, IEEE, 2012.
- [32] M. Oshiro, K. Tanaka, T. Senjyu, S. Toma, A. Yona, A. Y. Saber, T. Funabashi, and C.-H. Kim, "Optimal voltage control in distribution systems using PV generators," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 485–492, 2011.
- [33] I. Colak, G. Fulli, S. Bayhan, S. Chondrogiannis, and S. Demirbas, "Critical aspects of wind energy systems in smart grid applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 155–171, 2015.
- [34] B. Burger and A. Engler, "Fast Signal Conditioning in Single Phase Systems," *9 th Eur. Conf. Power Electron. Appl.*, 2001.
- [35] R. a. Shalwala and J. a. M. Bleijs, "Voltage control scheme using Fuzzy Logic for residential area networks with PV generators in Saudi Arabia," *Isgt 2011*, pp. 1–6, 2011.
- [36] N. Efkarpidis, T. De Rybel, and J. Driesen, "Technical assessment of centralized and localized voltage control strategies in low voltage networks," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 8, pp. 85–97, 2016.

- [37] M. B. G. J. V. L. Vandoorn TL, De Kooning JDM, "Voltage-based control of a smart transformer in a microgrid,"
- [38] I. Colak, E. Kabalci, G. Fulli, and S. Lazarou, "A survey on the contributions of power electronics to smart grid systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 562–579, 2015.
- [39] Y. Y. M. H. J. Bollen and F. Hassan, "Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach,"
- [40] R. Caldon, M. Coppo, and R. Turri, "Distributed active network management strategy including DG and storage systems," *2014 AEIT Annu. Conf. - From Res. to Ind. Need a More Eff. Technol. Transf. AEIT 2014*, 2015.
- [41] M. Rylander, M. J. Reno, J. E. Quiroz, F. Ding, H. Li, R. J. Broderick, B. Mather, and J. Smith, "Methods to determine recommended feeder-wide advanced inverter settings for improving distribution system performance," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, vol. 2016-Novem, pp. 1393–1398, 2016.