

Entwurf und Simulation eines regionalen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene

Tobias Kornrumpf, Jan Meese, Markus Zdrallek
Bergische Universität Wuppertal | Rainer-Gruenter-Str. 21 | 42119 Wuppertal
Tel.: 0202-439-1939 | Fax.: -3026
kornrumpf@uni-wuppertal.de | <http://www.evt.uni-wuppertal.de/>

Nils Neusel-Lange | SAG GmbH | Dortmund

Marvin Roch | Stadtwerke Radevormwald GmbH | Radevormwald

1 Einleitung

Durch den starken Zuwachs an dezentralen Energiewandlungsanlagen in den Verteilnetzen kommt es vermehrt zu unzulässigen Betriebszuständen in Form von Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen. Als Alternative zu kostenintensiven Netzausbaumaßnahmen wurden Smart-Grid-Systeme entwickelt, welche nach einer zyklisch durchgeführten Netzzustandsidentifikation einzelne Einspeiser, flexible Lasten oder Speicher autark ansteuern können und durch gezielte Leistungsanpassungen die Netzprobleme beheben. Das Konzept eines regionalen Flexibilitätsmarktes (RegioFlex) erweitert dieses Verfahren um eine Netzzustandsprognose und eröffnet so die Möglichkeit, den benötigten Flexibilitätseinsatz zur Behebung von lokalen Netzproblemen auf einem für alle Anbieter geöffneten lokalen Marktplatz zu handeln [1]. In diesem Beitrag wird eine mögliche Ausgestaltung eines solchen regionalen Flexibilitätsmarktes entworfen und mit Hilfe eines Simulationsmodells analysiert.

2 Aufbau eines regionalen Flexibilitätsmarktes

Die Grundvoraussetzung für den Aufbau eines regionalen Flexibilitätsmarktes ist ein Smart-Grid-System, welches eine Netzzustandsidentifikation ermöglicht. Aktuelle Systeme arbeiten hierbei mit einer Echtzeitüberwachung [2]. Um eine geeignete Ausschreibung des Flexibilitätsbedarfes zu ermöglichen, ist es notwendig, das Smart-Grid-System um eine Netzzustandsprognose, basierend auf räumlich und zeitlich hochauflösenden Einspeise- und Lastprognosen, sowie eine Marktplattform zu erweitern. Für die weiteren Betrachtungen werden diese technischen Voraussetzungen eines regionalen Flexibilitätsmarktes als erfüllt angenommen.

Als Anbieter von Flexibilität kommen alle leittechnisch anbindbaren Einspeiser, Lasten und Speicher mit ausreichendem Flexibilitätspotential in dem jeweiligen Netzabschnitt in Frage. Auf der Erzeugungsseite können beispielsweise Biogasanlagen ihre Erzeugung entsprechend der Flexibilitätsanfrage anpassen. Aber auch Lasten, insbesondere leistungsstarke industrielle Anlagen, welche ihren Strombezug variieren können, haben die Möglichkeit, sich an dem regionalen Flexibilitätsmarkt zu beteiligen. Perspektivisch können auch Anlagen in kleineren Leistungsklassen, wie beispielsweise Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen, erschlossen werden.

Auf dem regionalen Flexibilitätsmarkt entsteht durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) als einzigen Nachfrager ein Monopson (Nachfragemonopol) [3]. Anbieter von

Flexibilität bzw. deren Aggregatoren können diese aber auch in anderen Marktsegmenten, beispielsweise am Regelleistungsmarkt oder zum Bilanzkreismanagement, vermarkten. Der lokal-netzdienliche Flexibilitätseinsatz muss während kritischen Netzzuständen zwar höchste Priorität haben, aber letztendlich stellt er für Flexibilitätsanbieter eine zusätzliche Vermarktungsoption dar. Da die Flexibilitätsanforderungen auf dem RegioFlex nur aus dem betroffenen Netzbereich bedient werden können, wird eine Netzzustandsprognose zur Abschätzung des Flexibilitätsbedarfs für einen eng begrenzten Netzbereich benötigt. Da diese für einen kleinen Abschnitt eines Verteilnetzes nur kurzfristig mit ausreichender Genauigkeit erstellt werden kann, wird der in Abbildung 1 dargestellte zeitliche Ablauf als erster Entwurf vorgesehen.

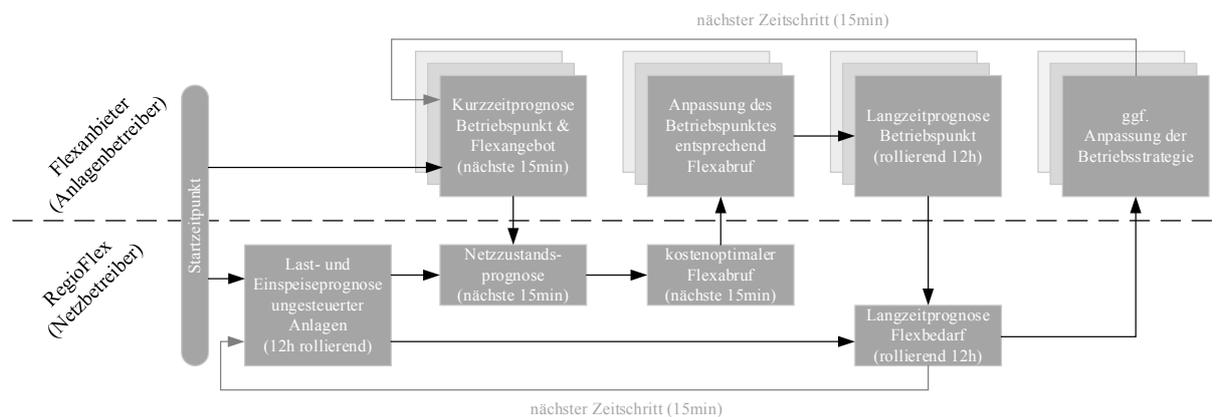


Abbildung 1: Entwurf des zeitlichen Ablaufs eines regionalen Flexibilitätsmarktes

Auf Basis einer Last- und Einspeiseprognose der ungesteuerten Anschlussnehmer des betroffenen Netzabschnittes und der Betriebspunktprognosen der einzelnen Flexibilitätsanbieter wird eine kurzfristige Netzzustandsprognose erstellt. Darüber hinaus übermitteln die Marktteilnehmer in jedem 15-min Zeitschritt ihr Flexibilitätsangebot (mögliche Leistungsänderung und Preis). Auf Basis des prognostizierten kurzfristigen Flexibilitätsbedarfs und –angebots wird die kostenoptimale Einsatzreihenfolge ermittelt. Zusätzlich wird rollierend eine Langzeitprognose der nächsten zwölf Stunden für die Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs erstellt. Diese dient den verschiedenen Anbietern als Information, um ggf. Kapazitäten für spätere Zeitpunkte vorzuhalten bzw. anderweitig zu vermarkten. Der Abruf der netzdienlichen Flexibilitäten findet jedoch aufgrund der höheren kurzfristigen Prognosegenauigkeiten immer nur für die nächste Viertelstunde statt.

3 Modellierung und Simulation

Das Simulationsmodell zur Analyse eines regionalen Flexibilitätsmarktes ist grundsätzlich in zwei Modelldomänen unterteilt. Die Anlagendomäne beinhaltet Modelle von einzelnen Anlagen (z.B. ein BHKW) oder Aggregationsbereichen (z.B. ein Ortsnetz). Die Anlagenmodelle bilden das netzunabhängige Betriebsverhalten auf Grund des Energiebedarfs, des Energieangebots sowie der technischen und wirtschaftlichen Restriktionen und Freiheitsgrade ab. Die einzelnen Anlagenmodelle können beliebig komplex ausgestaltet werden, müssen jedoch am Ende jedes Berechnungszyklus die prognostizierte Wirk- und Blindleistungsentnahme bzw. -

einspeisung (P_{fix}, Q_{fix}) für den nächsten Zeitschritt übergeben. Zusätzlich werden die mögliche Flexibilität zur Anpassung dieses Betriebspunktes ($\Delta P_{flex}, \Delta Q_{flex}$) und das dazugehörige Preisangebot ($k_{P_{flex}}, k_{Q_{flex}}$) als Schnittstellenparameter übergeben Abbildung 2a. Das Angebot der flexiblen Leistung kann sowohl kontinuierlich als auch diskret sein und die Preise können sich aus einem festen Bestandteil für die Aktivierung und einem variablen, leistungsabhängigen Anteil zusammensetzen.

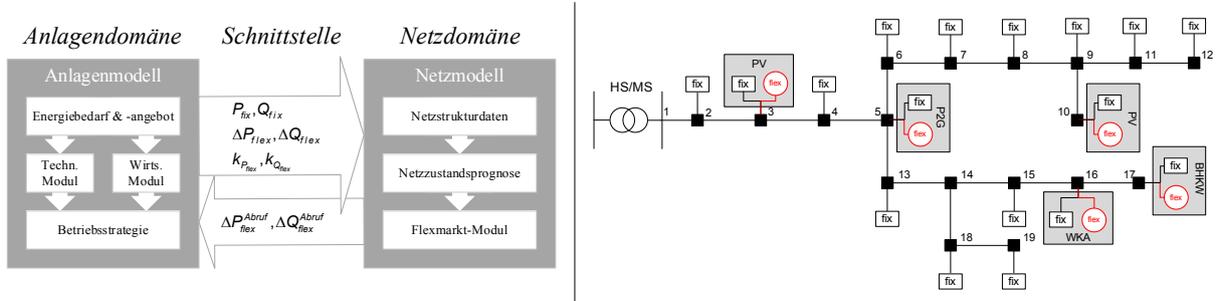


Abbildung 2: (a) Modellierungsrahmen (b) exemplarischer Betrachtungsbereich (MS-Abgang)

Auf Basis der gesammelten fixen Betriebspunkte aller Anlagenmodelle und der Netzstrukturdaten wird in der zweiten Domäne - im Netzmodell - eine Netzzustandsprognose mit Hilfe einer Lastflussberechnung durchgeführt. Liegen alle Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen im zulässigen Bereich, wird der Betrachtungszeitraum ohne weiteren Einflussnahme freigegeben. Im Falle einer Grenzwertverletzung wird das RegioFlex-Modul aufgerufen, welches die Flexibilitätsangebote bezüglich ihrer Eignung zur Behebung des Problems bewertet und kostenoptimal abrufft.

Der Einfluss einer Leistungsänderung auf eine Problemstelle im Netzgebiet ist abhängig von der Position im Netz, an der sie erbracht wird. Zur Bewertung der unterschiedlichen Flexibilitätsangebote muss dieser Aspekt berücksichtigt werden. Im Falle einer Spannungsbandverletzung lässt sich diese Information aus der Jacobi-Matrix der letzten Lastflussiteration bzw. deren Inversen gewinnen [2].

Jedes Leistungsangebot¹ $\Delta P_{i,flex}$ der einzelnen Flexibilitäten am Knoten i wird durch den Hebelfaktor $f_{Hebel,xi}$ in ein Angebot zur Spannungsänderung $\Delta U_{xi,flex}$ am Knoten mit der höchsten Grenzwertverletzung (Knoten x) umgerechnet.

$$\Delta U_{xi,flex} = \frac{\partial U_x}{\partial \Delta P_i} \Delta P_{i,flex} = f_{Hebel,xi} \Delta P_{i,flex} \quad (1)$$

Der leistungsabhängige Anteil des Preisangebotes $k_{\Delta P_{i,flex}}$ wird ebenfalls über den Hebelfaktor in einen Preis zur Spannungsänderung $k_{\Delta U_{i,flex}}$ umgerechnet.

$$k_{flex,i} = K_{Aktivierung,i} + \frac{k_{\Delta P_{i,flex}}}{f_{Hebel,xi}} \Delta U_{i,Abruf} = K_{Aktivierung,i} + k_{\Delta U_{i,flex}} \Delta U_{i,Abruf} \quad (2)$$

Da nun alle Flexibilitätsangebote auf den Knoten mit der größten Grenzwertverletzung bezogen sind, erhält man ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem. Der Fehler, der durch die Linearisierung am ermittelten Arbeitspunkt entsteht, kann in Anbetracht der Unsicherheiten durch die

¹ Die weiteren Ausführungen beschränken sich auf Wirkleistungsflexibilität. Sie können entsprechend auf Blindleistungsflexibilität erweitert werden.

Prognoseverfahren und Messtoleranzen zunächst vernachlässigt werden. Das Optimierungsproblem nach (3) kann mit Hilfe geeigneter Solver für gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP) gelöst werden. Ganzzahlige Variablen sind durch den Zusatz *int* gekennzeichnet und die Aktivierungskosten $K_{\text{Aktivierung},i}$ werden durch die Hilfsvariable z_i^{int} sowie die zweite Nebenbedingung in das GGL-Problem eingebunden.

$$\begin{aligned} \min_{x_i^{\text{int}}, x_i, z_i^{\text{int}}} f(x_i^{\text{int}}, x_i, z_i^{\text{int}}) &= \sum_{i=1}^n \left(\frac{K_{\Delta P, \text{flex}}}{f_{\text{Hebel}, xi}} \Delta U_{i, \text{max}} (x_i^{\text{int}} + x_i) + K_{\text{Aktivierung}, i} z_i^{\text{int}} \right) \\ \text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^n \Delta U_{i, \text{max}} (x_i^{\text{int}} + x_i) &\geq \Delta U_x \\ z_i^{\text{int}} - x_i &\geq 0 \\ 0 \leq x_i, x_i^{\text{int}}, z_i^{\text{int}} &\leq 1 \quad x_i \in \mathbb{R} \quad x_i^{\text{int}}, z_i^{\text{int}} \in \mathbb{Z} \end{aligned} \quad (3)$$

Die Lastflussberechnungen werden mit der Matpower-Toolbox für Matlab [4] ausgeführt, die Lösung der Optimierungsaufgabe erfolgt ebenfalls mit einem Matlab Solver.

4 Simulationsergebnisse

Die Vorstellung der Simulationsergebnisse erfolgt für einen realen 10kV-Mittelspannungsabgang mit einem Szenario der Versorgungsaufgabe für das Jahr 2035+. Basierend auf gemessenen Zeitreihen wird ein vollständiges Jahr in 15 min Zeitschritten berechnet. Das Testnetz (Abbildung 2b) umfasst 19 Knoten mit 13 nicht beeinflussbaren Ortsnetzen und fünf flexiblen Anlagen, die am regionalen Flexibilitätsmarkt teilnehmen. Jede Anlage ist über ein eigenes Modell und damit individuelle technische Restriktionen abgebildet. Beispielsweise ergeben sich der aktuelle Betriebszustand und die Flexibilität des Klärgas-BHKW aus der jeweiligen Klärgasproduktion und dem Speicherfüllstand. Die Verfügbarkeit der potenziellen Flexibilität variiert somit im Tages- und Jahresverlauf für alle Anlagen. Die wichtigsten Parameter der einzelnen Flexibilitätsanbieter sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Parameter Flexibilitätsanbieter

Knoten	Anlagentyp	$P_{\text{inst.}}$ [MW]	$k_{\text{Aktivierung}}$ [€]	$k_{\Delta P, \text{flex}}$ [€/MW]	Integer
3	PV	0,50	2	25	Nein
5	Power-to-Gas	0,20	3	Intraday	Ja
10	PV	0,20	2	33	Nein
16	Wasserkraft	0,34	5	10	Ja
17	Klärgas-BHKW	0,16	3	0	Ja

4.1 Ergebnisse Einzelzeitschritt (15min)

Zur Veranschaulichung der beschriebenen Methodik werden zunächst die Ergebnisse für einen einzelnen Zeitschritt von 15 min vorgestellt. Abbildung 3a zeigt die einzelnen Knotenspannungen. Ab Knoten 4 überschreiten alle Knoten den zulässigen Spannungswert von 105 %. Die maximale Überschreitung tritt mit 0,31 % an Knoten 19 auf. Aus Abbildung 3b geht der Betrag des Leistungsangebots der einzelnen flexiblen Anlagen sowie der Hebelfaktor bezüglich der Knotenspannung an Knoten 19 hervor. Der Hebel der Leistungsflexibilität steigt logischerweise mit zunehmender Nähe zur Problemstelle. Die Angebotspreise als Funktion der

möglichen Spannungsänderung an Knoten 19 werden in Abbildung 3c aufgetragen. Es ist ersichtlich, dass lediglich die Angebote von PV#3 und WKA#16 die Bedarfsgerade schneiden und somit die Grenzwertverletzung alleine beheben könnten. Darüber hinaus können aber auch Kombinationen der einzelnen Angebote den Bedarf decken. Als Ergebnis der Optimierungsrechnung geht hervor, dass der vollständige Abruf von BHKW#16 und ein Teilabruf von PV#3 in diesem Zeitschritt die kostenoptimale Lösung bieten.

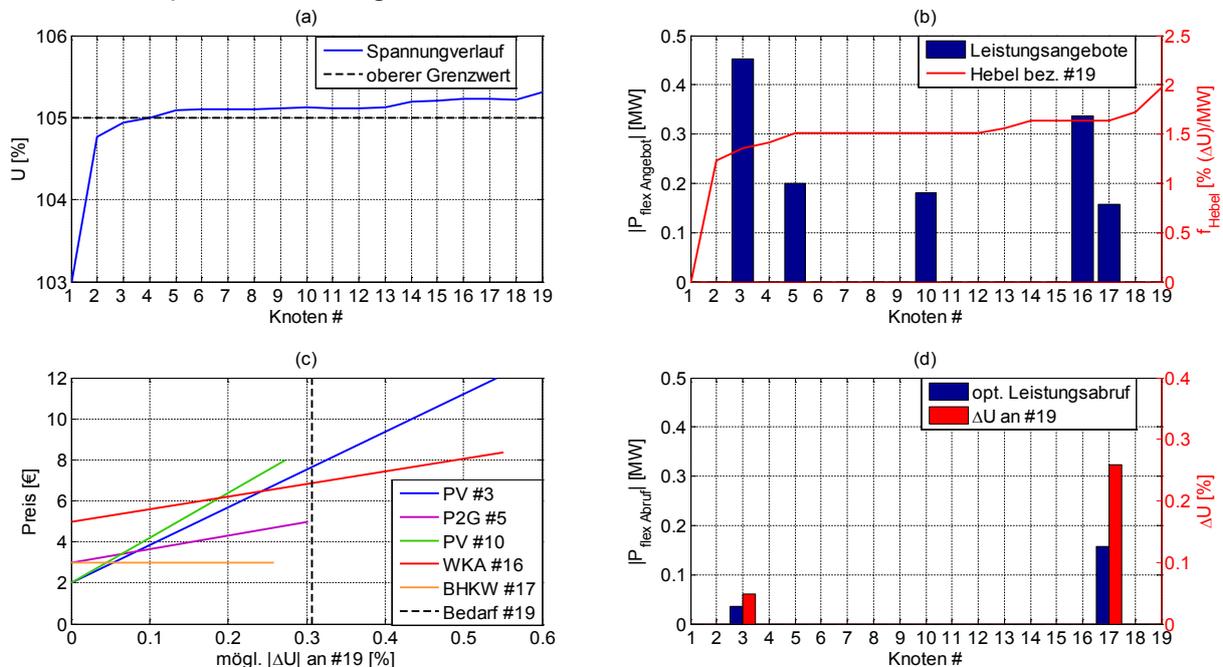


Abbildung 3: Ergebnisse Einzelzeitschritt: (a) Knotenspannungen (b) Leistungsangebot/Hebelfaktor (c) Preise Spannungsänderung (d) kostenoptimaler Abruf

Zur besseren Nachvollziehbarkeit des Ergebnisses muss bedacht werden, dass nur PV#3 und PV#10 eine kontinuierliche Leistungsanpassung innerhalb des angebotenen Bereichs zulassen. Alle anderen Flexibilitätsoptionen erlauben nur ganzzahlige Abrufe (an/aus-Entscheidung).

4.2 Jahressimulation

In Abhängigkeit der Verfügbarkeit der einzelnen Flexibilitäten, der Höhe und Position der maximalen Grenzwertverletzung und der Preisfunktionen können für den gleichen Netzabschnitt im Jahresverlauf unterschiedliche Abrufkonstellationen die kostenoptimale Lösung darstellen. Die Ergebnisse einer vollständigen Jahressimulation sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Ergebnisse Jahressimulation

Anlage	Abrufdauer [h]	abgeregelte Energie [MWh]	Kosten [€]
PV #3	31,5	1,54	406,54
P2G #5	7,75	1,55	131,63
PV #10	0	0	0
WKA #16	1	0,34	33,49
BHKW #17	20,75	1,99	249
Summe Netzgebiet	61	5,43	820,66

Bis auf PV#10 wurden alle Flexibilitätsoptionen im Jahresverlauf eingesetzt. Insgesamt wurden in 61 h des Jahres Flexibilitätsoptionen eingesetzt und 5,4 MWh

Energie abgeregelt bzw. zusätzlich aufgenommen. Auf Basis der zugrundeliegenden Kostenannahmen konnten alle kritische Netzzustände mit Gesamtkosten von 820€ behoben werden. Kosten für die entsprechende Infrastruktur und den Betrieb eines regionalen Flexibilitätsmarktes sind hierbei noch nicht eingeflossen.

5 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Beitrag wird der Entwurf eines regionalen Flexibilitätsmarktes zur Behebung von kritischen Netzzuständen durch marktbasierende Ansätze vorgestellt und in einem Simulationsmodell umgesetzt. Der Modellierungsansatz kann für beliebige Anlagenmodelle genutzt werden und bietet eine gute Grundlage für weitergehende Untersuchungen regionaler Flexibilitätsmärkte.

Zur Berücksichtigung der räumlichen bzw. netztopologischen Wertigkeit des Leistungsangebotes einzelner Flexibilitätsanbieter wird dieses mit Hilfe eines Hebelfaktors bewertet und in ein Angebot zur Behebung des kritischen Netzzustandes umgerechnet. Nach der Berechnung der kostenoptimalen Einsatzreihenfolge wird diese wieder in einen zu flexibilisierenden Leistungswert umgerechnet und an die Anbieter zurückgegeben.

Die Ergebnisse der Jahressimulation zeigen, dass je nach Verfügbarkeit und Bedarf unterschiedliche Flexibilitätsanbieter zum Zuge kommen. Im Vergleich zur singulären Abregelung von regenerativen Einspeisern kann der Einsatz der benötigten Flexibilität zur Behebung von kritischen Netzzuständen durch einen Wettbewerb von unterschiedlichen Anbietern kostengünstiger ausfallen. Darüber hinaus sinkt der Anteil an abgeregelter und somit ungenutzter Energie. Der Ansatz zeigt, dass weitere Entwicklungspotentiale für Smart-Grid-Systeme bestehen und die umfassenden Gestaltungsmöglichkeiten für regionale Flexibilitätsmärkte mit entsprechenden Simulationsumgebungen analysiert werden können.

6 Förderhinweis

Das diesem Beitrag zugrunde liegende Vorhaben „Abwasserreinigungsanlagen als Regelbaustein in intelligenten Verteilnetzen mit erneuerbarer Energieerzeugung (arrivee)“ wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 02WER1320D gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

7 Literaturverzeichnis

- [1] R. Apel, V. Berg, B. Fey, K. Geschermann, W. Glaunsinger, A. v. Scheven, M. Stötzer, S. Wanzek, „Regionale Flexibilitätsmärkte“, VDE ETG, Frankfurt am Main, Sep. 2014.
- [2] C. Oerter, „Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen“, Band 4 in Reihe „Neue Energie aus Wuppertal“, epubli GmbH, Berlin, 2014
- [3] J. Meese, J. Winkler, N. Neusel-Lange, M. Zdrallek, J. Antoni, M. Stiegler, W. Friedrich, „Flexibilitätsmärkte für die gelbe Ampelphase im intelligenten Stromnetz“, in Tagungsband *ETG-Fachtagung 2015: Von Smart Grids zu Smart Markets*, S. 6.3.
- [4] Zimmerman, R.D.; Murillo-Sánchez, C.E.; Thomas, R.J., "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," in *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.26, no.1, pp.12-19, Feb. 2011