

## ОПТИМИЗАЦИЯ АЛГОРИТМОВ ПОИСКА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОБЪЕКТОВ С УЧЕТОМ ПРОЕКТНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ В ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Г.Г. Гребенюк, А.А. Крыгин, С.М. Никишов, Л.А. Серeda (ИПУ РАН)

*Предлагается подход к оптимизации алгоритмов поиска критически важных объектов электрической сети за счет использования ограничений, вытекающих из норм проектирования линий электропередачи, показана эффективность его применения для анализа уязвимости энергосистемы в условиях угрозы деструктивных воздействий.*

*Ключевые слова: уязвимость, электрические сети, критически важные объекты.*

### Введение

Электроэнергетические сети представляют собой сложные объекты, включающие десятки линий передачи напряжения разного уровня, соединяющих трансформаторные и распределительные подстанции, каждая из которых состоит из множества участков.

Во многих работах, например, [1–7] широко анализируются основные подходы к поиску узлов сети, критически важных для функционирования других ее узлов и присоединенных к сети потребителей. От работоспособности небольшого числа таких критически важных объектов (КВО) может зависеть выполнение функций крупными потребителями — объектами промышленности, транспорта, пунктов управления, гражданской инфраструктуры и другими так называемыми целевыми объектами (ЦО).

Анализ уязвимости реальной системы энергоснабжения и оценка ее устойчивости к деструктивным воздействиям (которыми могут являться как природные явления грозы, ураганы и т.д., так и преднамеренные атаки) является важным фактором при проектировании энергосистем с повышенной безопасностью, а также при определении потенциальных объектов деструктивных воздействий. Поэтому потребителями методов поиска КВО являются проектировщики энергосистем и специалисты по их безопасности и надежности.

Объективный анализ состояния энергосистемы можно сделать на основе расчета потоков распределения в электрической сети (ЭС), используя модели физических процессов, которые строятся на основе законов Ома и Кирггофа. Однако сложность этого подхода для ЭС заключается в нелинейности рассматриваемых процессов, случайном характере внутренних и внешних возмущений, наличии разнообразных режимов и большого числа параметров, в том числе изменяющихся при эксплуатации. Все перечисленные факторы негативно влияют на точность решения и быстродействие модели.

К основным показателям, как правило, доступным для исследования уязвимости электроэнергетиче-

ских систем, относятся топология сети, напряжение и дальность передачи, режа передаваемая мощность.

Для нахождения КВО широко применяются методы топологического анализа графов электрических сетей, которые позволяют без расчета систем дифференциальных и алгебраических уравнений высокого порядка выяснить устойчивость сети к деструктивным воздействиям и определить КВО сети (хотя и в достаточно упрощенном виде).

Среди них широко используются два основных метода:

- перебор возможных вариантов повреждений;
- метод минимальных сечений.

Использование перебора для анализа систем большой размерности требует длительного времени расчета, поскольку число исследуемых вариантов повреждений очень велико — определяется числом сочетаний из  $n$  (число узлов в сети) по  $k$  (кратность повреждений).

При использовании метода минимальных сечений необходимо определять все пути между источниками и потребителями (длина которых в энергосистеме достаточно велика), что также требует больших вычислительных ресурсов и поэтому сильно затрудняет его практическое применение.

Уменьшить число рассматриваемых вариантов можно при учете важности вершин графа, например, степени вершины, ранга, близости к центру графа и т.д. [8, 9].

Но использование указанных подходов лишь незначительно изменяет трудоемкость расчета и для уменьшения вычислительной сложности необходимо искать пути снижения размерности задачи и оптимизации процессов поиска КВО.

Рассмотрим способ снижения размерности задачи, вытекающий из свойств сети, который заключается в декомпозиции графа сети и его разбиении на подграфы по уровням напряжения с последующим независимым топологическим анализом образованных подсетей и учетом связей между ними.

При таком подходе подстанции, которые стоят в узлах трансформации напряжения из одной подсети

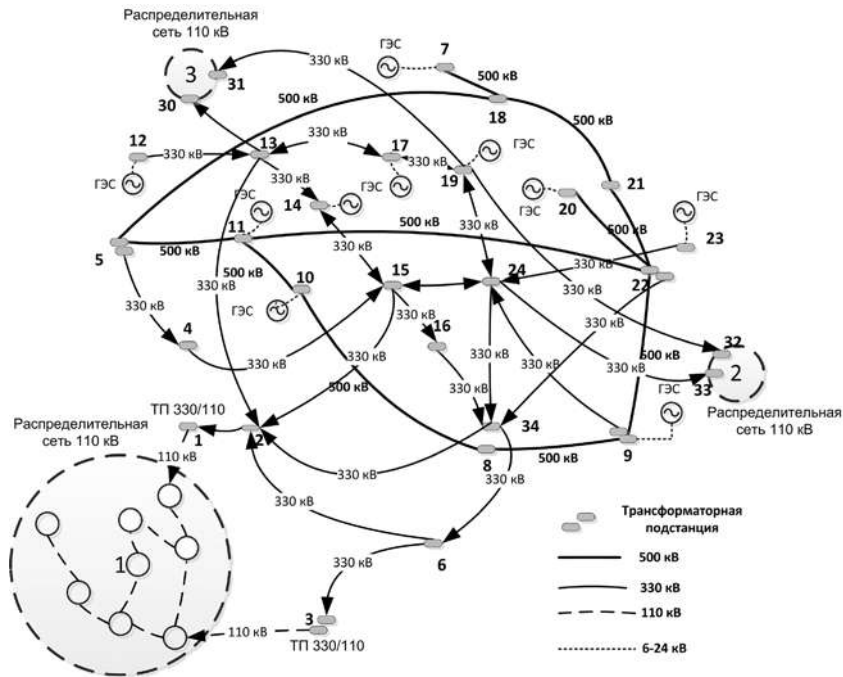


Рис. 1. Фрагмент энергосистемы

в другую, можно рассматривать в качестве источников энергии для сети с меньшим напряжением и в качестве потребителей для сети с большим напряжением. Поиск КВО и их влияние на работоспособность сети в этом случае целесообразно начинать с подсети, включающей в себя ЦО и переходить к подсетям с большим напряжением.

### Декомпозиция графа электроэнергетической сети разделением по уровням напряжения

Как правило, на электростанциях генераторы переменного тока вырабатывают электрическую энергию при напряжении 6–24 кВ, а для передачи электроэнергии на дальние расстояния ее повышают на ближайшей подстанции до больших напряжений (110, 220, 330, 400, 500 и более 750 кВ). В узлах — центрах питания (ЦП), от которых ответвляются распределительные сети, устанавливаются трансформаторы, понижающие напряжение до уровня распределения (220, 110, 35 кВ и ниже). В такой сети, как правило, напряжение понижается по направлению от повышающей подстанции генератора до потребителя. На рис. 1 представлен пример фрагмента энергосистемы.

На рис. 1 представлен фрагмент энергосистемы в виде линий передачи с уровнями напряжения 500 кВ, 330 кВ и трех распределительных сетей 110 кВ, обозначенных №№ 1–3.

Распределительная сеть 110 кВ с № 1 выделена в отдельный фрагмент и показана на рис. 2 ниже.

### Определение критически важных узлов графа посредством вычисления их рангов

В данной работе для оценки важности вершины используется понятие ранга.

Он определяется числом связей вершины с другими вершинами и обычно находится по матрицам смежности графа  $A^L$  [8] путем ее возведения в степень  $L$ . Элемент  $a_{ij}^{(L)}$  матрицы  $A^L$  равен числу путей длиной в  $L$ , которые имеются между двумя любыми вершинами  $i$  и  $j$ . Элемент  $r_{ij}^{(L)}$  матрицы рангов  $R$  показывает число связей длиной от 1 до  $L$  между вершинами  $i$  и  $j$ , где  $L$  означает степень, в которую возводится матрица смежности  $A$ :

$$R = A + A^2 + A^3 + \dots + A^L.$$

Матрица  $R$  показывает число путей длины от 1 до  $L$  между вершинами графа.

Ранг вершины графа (элемент матрицы  $R$ ) и ее значимость в сравнении с другими вершинами можно в относительном виде определить по следующей формуле:

$$r_k = \frac{\sum_{j=1}^n a_{jk}^{(L)} + \sum_{j=1}^n a_{kj}^{(L)}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij}^{(L)}}$$

где  $n$  — порядок матрицы смежности,  $r$  — ранг вершины (значение элемента матрицы  $R$ ),  $k$  — номер вершины (элемента матрицы  $R$ ),  $L$  — показатель степени, в которую возводится матрица.

Ранг не является полной характеристикой вершины графа или узла системы, так как учитывает только топологию и не учитывает функциональные и прочие свойства этого узла. Однако понятно, что чем выше ранг вершины, тем сильнее она связана с другими вершинами и тем больше ее удаление из графа влияет на связность всего графа.

Как сказано выше, большой проблемой при использовании перечисленных методов поиска КВО является размерность графа. Так при увеличении числа ребер наблюдается экспоненциальный рост числа путей между источниками и потребителями.

Ввиду того, что длины этих путей могут быть большими, имеет смысл учитывать только те из них, которые удовлетворяют проектным ограничениям для линий электропередачи.

В статье такой учет предлагается совместить с расчетом рангов вершин графа. Необходимо выбрать такое значение  $L$  — показателя степени матрицы  $A$ , которое не будет требовать большого времени для возведения матрицы в степень.

Для обоснованного выбора величины степени  $L$  воспользуемся указанными ниже проектными ограничениями по предельной длине линии электропередачи и среднему расстоянию между соседними подстанциями, которое зависит от напряжения.

Табл. 1 Передаваемая мощность и дальность передачи

Напряжение линии, кВ	Число проводов в фазах и наиболее применяемые площади сечения, ед. х мм <sup>2</sup>	Передаваемая мощность, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		Натуральная Р	При плотности тока 1,1 А/мм <sup>2</sup>	Предельная при КПД=0,90 $l_{пред}$	Средняя между соседними подстанциями $l_{сред}$
35	70...150	3	4...10	25	8
110	70...240	30	13...45	80	25
220	240...400	135	90...150	400	100
330	2х240...2х400	360	270...450	700	130
500	3х330...3х500	900	770...1300	1200	280
750	5х300...5х400	2100	1500...2000	2200	300
1150	8х300...8х500	5200	4000...6000	3000	—

Эти ограничения представлены в табл. 1 [9,10].

При выборе максимального значения  $L$  можно считать, что число рассматриваемых участков линий передачи (участок линии передачи — это линия между соседними узловыми элементами электрической сети) для заданного напряжения не выше частного от деления предельной заданной длины линии электропередачи на среднее расстояние между подстанциями

$$L = \frac{l_{пред}}{l_{сред}} (1).$$

Так, например, для линии 330 кВ при средней длине участка 130 км рассчитываемую длину пути можно ограничить проектной длиной 700 км или примерно шестью участками, то есть число тактов  $L=6$ .

#### Проверка наличия путей от источников до целевых объектов

Для проверки последствий выхода элемента из строя необходимо удалить из графа выбранные вершины (имеющие наивысший рейтинг) и проверить сохранился ли достижимость целевых потребителей от источников энергии. Проверку можно провести с помощью алгоритма Флойда — Уоршелла или использовать матрицу достижимости  $D$ , образованную логическим суммированием матриц  $A^L$ , которая будет показывать наличие путей между вершинами:

$$D = \sum_{L=1}^n A^L,$$

где  $n$  — размерность матрицы смежности,  $D = A \vee A^2 \vee \dots \vee A^L$ .

В соответствии с данными табл. 1 при подсчете путей целесообразно рассматривать только те, число шагов в которых меньше  $L$  для данного напряжения.

#### Пример топологического анализа электрической сети

Рассмотрим в качестве примера фрагмент энергосистемы, содержащий сети 500 кВ и 330 кВ, показанный на рис. 1 и включающий распределительные сети 110 кВ (они выделены окружностями

с №№ 1–3). Распределительная сеть под № 1 подробно раскрыта на рис. 2. Сети напряжением 500, 330 кВ служат для снабжения энергией сетей 110 кВ. Анализ электроэнергетической сети начинаем с подсети 110 кВ, для которой находим перечень узлов — КВО, приводящий к отключению наибольшего числа потребителей

Для распределительной сети 110 кВ, показанной на рис. 2, число вершин графа электрической сети равно 46. Приведенный фрагмент системы имеет большое число обратных связей и обладает значительным резервированием. Источниками электроэнергии для подграфа электрической сети с напряжением 110 кВ являются вершины, связанные с участками высоковольтной сети 330 кВ, № 1 (ТП 330/110) и № 3 (ТП 330/110). ЦО в этом подграфе являются все конечные вершины, число которых равно 15. Эти вершины являются понижающими трансформаторами для сетей более низкого напряжения или непосредственно потребителями. Произведем расчет рангов вершин графа с учетом того, что степень  $L$ , в которую целесообразно возвести матрицу  $A$ , соответствует числу шагов продвижения от вершины к вершине графа для напряжения 110 кВ. Из выра-

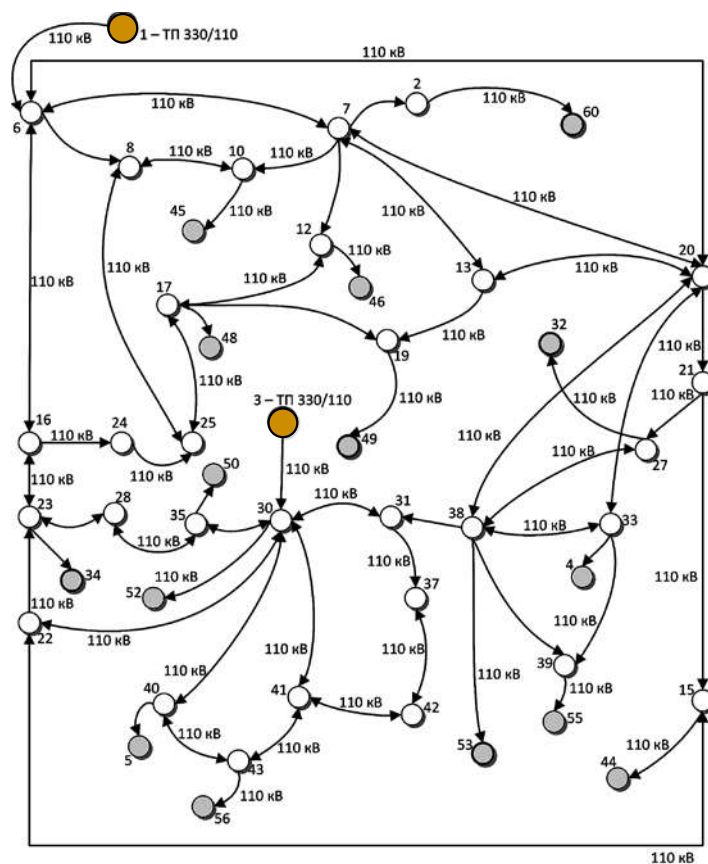


Рис. 2. Граф схемы распределительной электрической сети



Табл. 2 Ранги вершин графа для сети 110 кВ

№	Номер вершины	Ранг вершины, %
1	20	12
2	38	9
3	7	9
4	33	7
5	13	7
6	6	7
7	31	5
8	27	4
9	30	4
10	16	3

Табл. 3. Ранги вершин графа для сети 330 кВ

№	Номер вершины	Ранг вершины, %
1	19	12
2	24	12
3	15	11
4	17	10
5	2	8
6	14	7
7	13	6
8	34	6
9	23	5
10	9	5

Табл. 4. Ранги вершин графа для сети 500 кВ

№	Номер вершины	Ранг вершины, %
1	22	18
2	11	15
3	21	11
4	18	11
5	5	10
6	9	10
7	10	9
8	8	8
9	20	7
10	7	5

Табл. 5. Число доступных потребителей при удалении шести вершин графа, имеющих наибольший ранг в сети соответствующего напряжения

Напряжение сети	Число источников, ед.		Число вершин, ед.	Всего потребителей, ед.	Число доступных потребителей, ед.
	ГЭС	ТП			
550 кВ	5	–	10	3	0
330 кВ	5	3	22	6	2
110 кВ №1	–	2	46	15	6
Вся сеть	10	–	78	15	6

жения (1) следует, что эта величина должна соответствовать значению, равному 4. В табл. 2 представлено 10 вершин с лучшими рангами для графа из рис. 2. Ранг вершины считается в процентах от общей суммы всех элементов матрицы (суммы всех рангов).

В табл. 3 и 4 представлено 10 вершин с наибольшими рангами для графа сети 330 и 500 кВ из рис. 1.

В табл. 5 представлено число потребителей, доступных для источников при удалении из графа соответствующей подсети шести узлов, имеющих в этой подсети наибольший ранг.

Как видно из табл. 5, декомпозиция графа электроэнергетической системы и его разбиение на подграфы по уровням напряжения позволяет значительно снизить размерность задачи. Размерность уменьшается за счет снижения числа вершин, участвующих в переборе при поиске КВО (с 78 для всей сети до 46 для сети

110 кВ № 1) и меньшего числа источников энергии, от которых проверяется доступ к целевым потребителям (с 10 для всей сети до двух для сети 110 кВ № 1).

#### Вывод

1. Декомпозиции графа по уровням напряжений позволяет отдельно рассматривать подсети каждого уровня и затем проводить независимый анализ для решения задач уязвимости.

2. Ограничение показателя степени  $L$  матрицы связности проектным ограничением на предельную длину линии позволяет существенно уменьшить число узлов, участвующих в поиске КВО и снизить размерность задачи.

#### Список литературы

1. Eusgeld I., Kröger W., Sansavini G., et al. The role of network theory and object-oriented modeling within a framework for the vulnerability analysis of critical infrastructures // Reliability Engineering and System Safety. 2009. Vol. 94. P. 954-963. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0951832008002639>.
2. Rosas-Casals M. Topological Complexity of the Electricity Transmission Network. Implications in the Sustainability Paradigm / PhD Thesis Universitat Politècnica de Catalunya. Autumn. 2009. <http://www.tesisenred.net/bitstream/handle/10803/5824/TMRC1de1.pdf>.
3. Wang W. Defending against multifaceted attacks in wireless networks and power grid networks / University of Rhode Island, 2011 URL: [http://dfcsc.uri.edu/docs/Wenkai\\_Dissertation.pdf](http://dfcsc.uri.edu/docs/Wenkai_Dissertation.pdf).
4. Rosas-Casals M., Valverde S., Solé R.V. Topological vulnerability of the European power grid under errors and attacks. URL: [http://upcommons.upc.edu/e-prints/bitstream/2117/6179/6/vulnerabilitat\\_xarxa\\_DEF\\_revisat.pdf](http://upcommons.upc.edu/e-prints/bitstream/2117/6179/6/vulnerabilitat_xarxa_DEF_revisat.pdf).
5. Кондратьев А. Современные тенденции в исследовании критической инфраструктуры в зарубежных странах // Зарубежное военное обозрение. 2012. № 1. С. 19-30.
6. Гребенюк Г.Г., Никишов С.М. Определение критических повреждений, нарушающих энергоснабжение заданного множества объектов распределительной электрической сети // Проблемы управления. 2014 №5. С. 59-64.
7. Гребенюк Г.Г., Никишов С.М. Блокирование энерго- и ресурсоснабжения целевых объектов в сетевых инфраструктурах // Проблемы управления. 2016 №4. С. 52-57.
8. Идиятуллин Р.Г., Смердова Т.Е., Вдовин А.М., Попов А.В. Разработка методики оценки ранга элемента в системе возникновения электрической машины [Текст] // Технические науки в России и за рубежом: материалы Междунар. науч. конф. (г. Москва, май 2011 г.). — М.: Ваш полиграфический партнер, 2011. С. 51-54. URL: <https://moluch.ru/conf/tech/archive/3/708/>.
9. Характеристика систем передачи электрической энергии. Таблица №1. Передаваемая мощность и дальность передачи. -URL: <http://treugoma.ru/electric-energy/feature-system/>.
10. Баташов А.И. Проектирование электроэнергетических систем: методические указания Таблица 5.3. Пропускная способность и дальность передачи линий 35-1150 кВ. [http://window.edu.ru/catalog/pdf2txt/771/40771/18076?p\\_page=3](http://window.edu.ru/catalog/pdf2txt/771/40771/18076?p_page=3).

Гребенюк Георгий Григорьевич – д-р техн. наук, заведующий лабораторией,  
Крыгин Андрей Александрович – канд. техн. наук, старший научный сотрудник,  
Никишов Сергей Максимович – старший научный сотрудник,

Серета Леонид Анатольевич – младший научный сотрудник ИПУ им. В.А. Трапезникова РАН.

Контактный телефон 8 (495) 334-87-39.

E-mail: grebenuk@lab49.ru, andreyakr@yandex.ru, nikishov@lab49.ru, sereda@lab49.ru