

## The Optimal Variant for Introducing Southern Transit into the Integrated Power System of Ukraine

Kyryk V., Kravchenko Y.

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"  
Kyiv, Ukraine

**Abstract.** The work solves the problem of assessing the operation modes of the Integrated Power System (IPS) of Ukraine taking into account the power flows increase to the states borders for integration into the ENTSO-E power system. The Transmission System Development Plan for 2021-2030 is considered, in which the construction of southern transit power lines is planned. The issue of the redistribution of power flows in the electric network with the possibility of transferring power from the eastern regions of Ukraine to the western ones is considered. The analysis of the optimal increase in the connection cross-section into ENTSO-E networks by introducing southern transit. The purpose of the work is to analyze and evaluate the introduction of southern transit power lines by a high voltage direct current network based on voltage source converters in the electric network of the Ukraine power system. This problem was solved with creating a model of an electric network of 750 and 330 kV of the Ukraine IPS, analyzing the simulation results and comparing the network operation modes when introducing southern transit by an alternating and direct current. The most significant results of the work are the proof of the technical feasibility of introducing southern transit on direct current with the ability to influence the capacities flow distribution. Significance of the obtained results consists in the development of the Ukraine IPS model with the direct current lines introduction, which allows to analyze the electric network operating modes while introduction of southern transit by direct current.

**Keywords:** multi-terminal DC grid, voltage source converters, longitudinal-transverse regulation, operating modes, power system of Ukraine.

**DOI:** 10.5281/zenodo.3898058

**UDC:** 621.311.

### Opțiunea optimă pentru introducerea tranzitului sudic în sistemul energetic integrat al Ucrainei

Kirik V.V., Kravchenko Yu.S.

Universitatea Tehnică Națională din Ucraina "Institutul Politehnic din Kiev Igor Sikorsky"  
Kiev, Ucraina

**Rezumat.** Lucrarea are ca subiect problema evaluării regimurilor de funcționare ale sistemului energetic unificat (SEU) al Ucrainei la creșterea fluxurilor de energie spre frontierele țării. S-a luat în considerare planul de dezvoltare a SEU al Ucrainei pentru 2021-2030, care prevede construcția liniilor electrice de tranzit în zona de sud a țării: Centrala nucleară Zaporizhzhya - Kakhovskaya - Primorskaya - Centrala nucleară Ucraineană de Sud. Obiectivul lucrării constă în elaborarea modelului matematic al rețelelor cu tensiunile de 750 kV și 330 kV, modelarea regimurilor de funcționare, analiză rezultatelor modelării și compararea lor pentru două scenarii de asigurare a tranzitului energiei electrice - prin linii de curent continuu și prin linii de curent alternativ. S-a estimat producția de energie a CNE Zaporizhzhya pentru a asigura condițiile de reglementare și îmbunătățirea fiabilitatea alimentării cu energie electrică a regiunii sudice a Ucrainei. S-a examinat problema distribuirii fluxurilor de energie din regiunile de est ale Ucrainei către cele occidentale, problema majorării optime a secțiunii interconexiunii cu sistemul ENTSO-E prin introducerea în coridorul sudic de tranzit a liniilor de tensiune înaltă în curent continuu cu convertoare de tensiune. Semnificația rezultatelor obținute constă în crearea modelului sistemului energetic ucrainean cu linii de curent continuu pentru analiză regimurile de operare ale rețelei electrice, inclusiv, la modificarea topologiei coridorului sudic de tranzit a energiei. Rezultatele semnificative constau în argumentarea fezabilității tehnice a introducerii în componența coridorului sudic de tranzit a energiei electrice a liniilor de curent continuu, care permit reglarea distribuției fluxurilor de putere în sistemul electroenergetic al Ucrainei.

**Cuvinte-cheie:** rețea de curent continuu cu mai multe noduri, convertoare de tensiune, reglare longitudinal-transversală, moduri de operare, redistribuirea fluxurilor de putere.

## Оптимальный вариант введения южного транзита в объединенную энергосистему Украины Кирик В.В., Кравченко Ю.С.

Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского»  
Киев, Украина

**Аннотация.** В работе решается задача оценки режимов работы объединенной энергосистемы Украины (ОЕС) с учетом увеличения потоков мощности к границам государств для интеграции в общеевропейскую энергосистему ENTSO-E в условиях объединения энергетических рынков Европы. Рассмотрен план развития системы передачи Украины на 2021-2030 годы, в котором предусмотрено сооружение линий электропередачи южного транзита, а именно, «Запорожская атомная электростанция - Каховская - Приморская - Южно-Украинская атомная электростанция». Выполнена оценка выдачи мощности Запорожской АЭС для обеспечения нормативных условий и повышения надежности электроснабжения южных районов Украины. Рассмотрен актуальный вопрос перераспределения потоков мощности в электрической сети, с возможностью передачи мощности из восточных районов Украины в западные. Выполнен анализ оптимального увеличения сечения присоединения к сетям ENTSO-E путем введения южного транзита сетью постоянного тока высокого напряжения на базе преобразователей напряжения. Цель работы заключается в анализе и оценке введения линий электропередачи южного транзита сетью постоянного тока высокого напряжения на базе преобразователей напряжения в электрическую сеть энергосистемы Украины. Поставленная цель была достигнута путем создания модели электрической сети 750 кВ и 330 кВ энергосистемы Украины, анализа результатов моделирования и сравнения режимов работы сети при введении южного транзита двумя вариантами, а именно, на переменном и постоянном токе высокого напряжения. Наиболее существенными результатами работы является доказательство технической целесообразности введения южного транзита на постоянном токе с возможностью влиять на потокораспределение мощностей. Значимость полученных результатов состоит в создании модели энергосистемы Украины с введением линий постоянного тока, которая позволяет выполнить анализ режимов работы электрической сети при варьировании введения южного транзита постоянным током.

**Ключевые слова:** многоузловая сеть постоянного тока, преобразователи напряжения, продольно-поперечное регулирование, режимы работы, энергосистема Украины.

### ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время как в мире, так и в Объединенной энергосистеме (ОЭС) Украины наблюдается увеличение количества мощных электрических станций с использованием возобновляемых источников энергии. В [1] сделан вывод, что полный переход на возобновляемые источники энергии в Германии к 2050 году является экономически и экологически целесообразным, и технически совершенным. Кроме того, в Европе все больше и больше выводят из работы традиционные электростанции [2,3]. Такая ситуация приводит к удалению источников генерации от центров нагрузки. В результате этой тенденции растет среднее расстояние между центрами генерации электроэнергии и местами ее потребления. На ряду с этим наметились либерализация и объединение энергетических рынков по всей Европе, что приводит к увеличению потоков мощности между границами государств [4].

Эти тенденции вызвали повышение интереса к технологии передачи мощности постоянным током. В [5] наведено ряд

технологических и экологических преимуществ системы передачи электроэнергии постоянным током в сравнении с системой переменного тока.

На сегодня широко обсуждаются различные проекты внедрения сетей постоянного тока высокого напряжения в существующие энергосистемы. Так, рассматривается использование связи постоянного тока высокого напряжения, которая соединяет сеть Нижней Калифорнии с национальной взаимосвязанной системой [6], для организации линии связи между Францией и Испанией [7], а также между Сардинией, Корсикой и континентальной сетью [8] и множество других.

Также известно исследование использования линий постоянного тока для подключения крупной атомной электростанции к существующей электрической сети [9]. В работе [9] наведено исследование подключения атомной станции Moorside, строительство которой предполагается в Великобритании, с помощью двух параллельных связей – переменного и постоянного тока, при

котором наблюдаются улучшение переходных процессы чем при использовании двух параллельных линий переменного тока.

На сегодня широко исследуется проблема определения оптимальных мест подключения линий постоянного тока в существующих сложнзамкнутых электрических сетях переменного тока. Например, в [10,11] рассматривается метод определения оптимального места подключения линий постоянного тока в замкнутых сетях переменного тока с целью уменьшения перегрузок в сети.

Возможность раздельного независимого управления потока активной и реактивной мощности на преобразовательных подстанциях позволяет выполнять управление потокораспределением в электрических сетях переменного тока. В [12] наведена реализация вычисления оптимального потока мощности в сети переменного и постоянного тока с удалением внимания влиянию модели потерь преобразователя на матрицу Якоби, как части метода Ньютона-Рафсона. Также разработан алгоритм, позволяющий оптимизировать уставки преобразователя напряжения для достижения оптимального потокораспределения мощностей (ОПМ) в электрической сети переменного тока без изменения выходной мощности большинства электростанций [13].

В [14] представлена стратегия автоматизации для многоузловой системы постоянного тока, которая позволяет найти оптимальные рабочие точки силовых преобразователей, чтобы минимизировать потери в многоузловой сети постоянного тока и решить противоречие между минимизацией потерь и предотвращением ошибочного выключения.

В исследованиях представлена математическая модель определения оптимального потокораспределения мощностей в сети переменного и постоянного тока, предусматривающая нелинейные ограничения, выпуклые релаксации и линейные аппроксимации уравнений потока мощности в сети переменного и постоянного тока, которая предоставляет возможность решения задачи ОПМ на основе одной интегрированной модели [15]. Вопрос линейной оптимизации режима работы гибридных сетей переменного и постоянного тока с дискретными устройствами

управления с использованием метода последовательной линейной аппроксимации для уравнений потока мощности в сетях переменного и постоянного тока изучен в [16].

Задача ОПМ в гибридной системе переменного и постоянного тока с учетом оффшорной ветровой электростанции при различных уровнях выработки электрической энергии рассматривается в [17].

Более общая модель построена в [18], позволяющая координировать экономические аспекты, отклонения напряжения и экологические преимуществ единым образом, тем самым приспособляясь к фактическим потребностям предприятий, координируя множество целей одновременно.

Методика решения для оптимального потока мощности высоковольтных систем постоянного тока с использованием алгоритма поиска с возвратом – популяционный эволюционный алгоритм, который не чувствителен к начальным условиям приводится в [19].

Современные преобразователи напряжения позволяют регулировать реактивную мощность не зависимо от передаваемой активной мощности, что открывает возможность их использования для решения проблемы стабильности напряжения в энергосистеме. В [20] представлена модель оптимизации реактивной мощности для энергосистемы, в которую входит многоузловая сеть постоянного тока. Модель учитывает стоимость оптимизации замены средств регулирования напряжения трансформатора, использование батарей статических конденсатора и регулировки напряжения на выводах генератора.

На сегодня установлено, что системы постоянного тока на основе преобразователей напряжения позволяет улучшить запас устойчивости по напряжению и характеристик динамического восстановления [21,22]. Также исследования показывают, что при использовании связей постоянного тока для подключения электростанций на возобновляемых источниках энергии с использованием различных стратегий управления реактивной мощностью может улучшить влияние ветряных электростанций на напряжения электрической сети [23].

Все рассмотренные исследования подтверждают возможности использования

сетей постоянного тока высокого напряжения на базе преобразователей напряжения для достижения ОПМ в гибридной сети и повышении запаса устойчивости оп напряжению электрической сети.

В настоящее время, Украина поставила целью интеграцию в общеевропейскую энергосистему ENTSO-E, как залог важной составляющей энергетической безопасности Украины, поэтому решение проблемы передачи больших мощностей является актуальным и для энергосистемы Украины. В Плане развития системы передачи на 2021-2030 годы [24] рассматривается сооружение линий электропередачи южного транзита, а именно «Запорожская атомная электростанция - Каховская - Приморская - Южно-Украинская атомная электростанция», что позволит обеспечить нормативные условия выдачи мощности Запорожской АЭС и повысить надежность электроснабжения южных районов Украины. Поэтому важными и актуальными являются вопросы оптимального перераспределения потоков мощности в электрической сети, с возможностью передачи ее из восточных районов Украины в западные и увеличение сечение присоединения к сетям ENTSO-E путем введения южного транзита сетью постоянного тока высокого напряжения на базе преобразователей напряжения.

Задача исследования состояла в оценке введения линий электропередачи южного транзита сетью постоянного тока высокого напряжения на базе преобразователей напряжения в электрическую сеть энергосистемы Украины.

## I. МЕТОДЫ ИСЛЕДОВАНИЯ

В ходе проведения исследований в соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- разработать модель действующей электрической сети номинальным напряжением 750 и 330 кВ энергосистемы Украины, которая позволит выполнить расчет режима работы сети;

- разработать модели перспективной электрической сети ОЭС Украины, которая позволяет выполнить оценку режимов работы сети при введении линий электропередачи «Южно-Украинская АЭС - Приморская - Каховская - Запорожская АЭС» на переменном токе;

- разработка моделей, позволяющих выполнить оценить введения линий электропередачи южного транзита «Южно-Украинская АЭС - Приморская - Каховская» постоянным током высокого напряжения на основе преобразователей напряжения;

- анализ и оценка режимов работы электрической сети при различных вариантах введения линий электропередачи южного транзита.

В программном комплексе PowerFactory создано и налажено модель существующей магистральной сети Объединенной энергосистемы Украины номинального напряжения 750 и 330 кВ переменного тока с режимными параметрами энергосистемы Украины по 20 декабря 2017.

За нагрузки на шинах 330 кВ взяты мощности, которые перетекают в сеть 220 и 110 кВ. Для получения более точной картины режимов работы электрической сети разработана модель ОЭС Украины, которая учитывает статические характеристики нагрузки (СХН).

Статические характеристики нагрузки по напряжению можно представить в виде полиномов, имеют следующий вид [25]:

$$P = P_0 \left( a_p \cdot \left( \frac{V}{V_n} \right)^{eaP} + b_p \cdot \left( \frac{V}{V_n} \right)^{ebP} + c_p \cdot \left( \frac{V}{V_n} \right)^{ecP} \right)$$

$$Q = Q_0 \left( a_Q \cdot \left( \frac{V}{V_n} \right)^{eaQ} + b_Q \cdot \left( \frac{V}{V_n} \right)^{ebQ} + c_Q \cdot \left( \frac{V}{V_n} \right)^{ecQ} \right)$$

где  $a_p, b_p, c_p, a_Q, b_Q$  та  $c_Q$  – коэффициенты полинома СХН по активной и реактивной мощности соответственно;  $V_0, P_0, Q_0$  – значение напряжения, активной и реактивной мощности в исходной точке;  $eaP, ebP, ecP, eaQ, ebQ$  та  $ecQ$  – показатели степени зависимости нагрузок от напряжения, которые позволяют моделировать различный характер нагрузок.

При этом необходимым есть выполнение условий [26]:

$$a_p + b_p + c_p = 1;$$

$$a_Q + b_Q + c_Q = 1.$$

С помощью разработанной модели, рассчитано потокораспределение мощностей в сети 750 и 330 кВ ОЭС Украины (рис. 1).

Сравнении полученных уровней напряжения на шинах 750 кВ с выходными значениями, которые были рассчитаны с помощью программного комплекса оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации КОСМОС, показало, что относительная погрешность не превышает 0,31 %, что свидетельствует о адекватности разработанной модели переменного тока и возможности использования модели для оценки режимов сети с введением линий электропередачи южного транзита «Южно-Украинская АЭС - Приморская - Каховская» на переменном и постоянном токе.

В разработанной модели выполнено моделирование поэтапного введения линий электропередачи южного транзита «Южно-Украинская АЭС - Приморская - Каховская» на переменном токе напряжением 750 кВ с привязкой к сети 330 кВ.

Этап 1. Введения линии электропередачи «Запорожская АЭС – Каховская» напряжением 750 кВ.

До настоящего времени не выполнена в полном объеме проектная схема выдачи мощности Запорожской АЭС при расширении ее мощности до 6000 МВт. Она

предусматривает строительство ВЛ 750 кВ «Запорожская АЭС – Каховская» и ПС 750/330 кВ «Каховская», а также строительство вводов 330 кВ для передачи мощности от АЭС в южные районы ОЭС Украины и разгрузки сечений юга ОЭС Украины. В данный момент генерация АЭС ограничена до 5300 МВт в нормальном режиме и до 4000 МВт в режимах отключений одной из действующих связей 750 кВ. В настоящее время завершено строительство ПС 750/330 кВ «Каховская», с привязкой к сети 330 кВ, строительство ВЛ 750 кВ «Запорожская АЭС - Каховская» уже завершено, ввод в эксплуатацию предполагается в 2020 [24].

Этап 3. Введения ПЛ 750 кВ «Каховская – Приморская» для обеспечения резервирования между ПС 750 кВ «Приморская» и ПС 750 кВ «Каховская» [24].

Также рассмотрен режим работы при ремонтно-аварийном отключении ВЛ 750 кВ «Южноукраинская АЭС - Приморская», при котором питание потребителей ПС «Приморская» и Одесского энергоузла осуществляется через ВЛ 750 кВ «Приморская - Каховская».

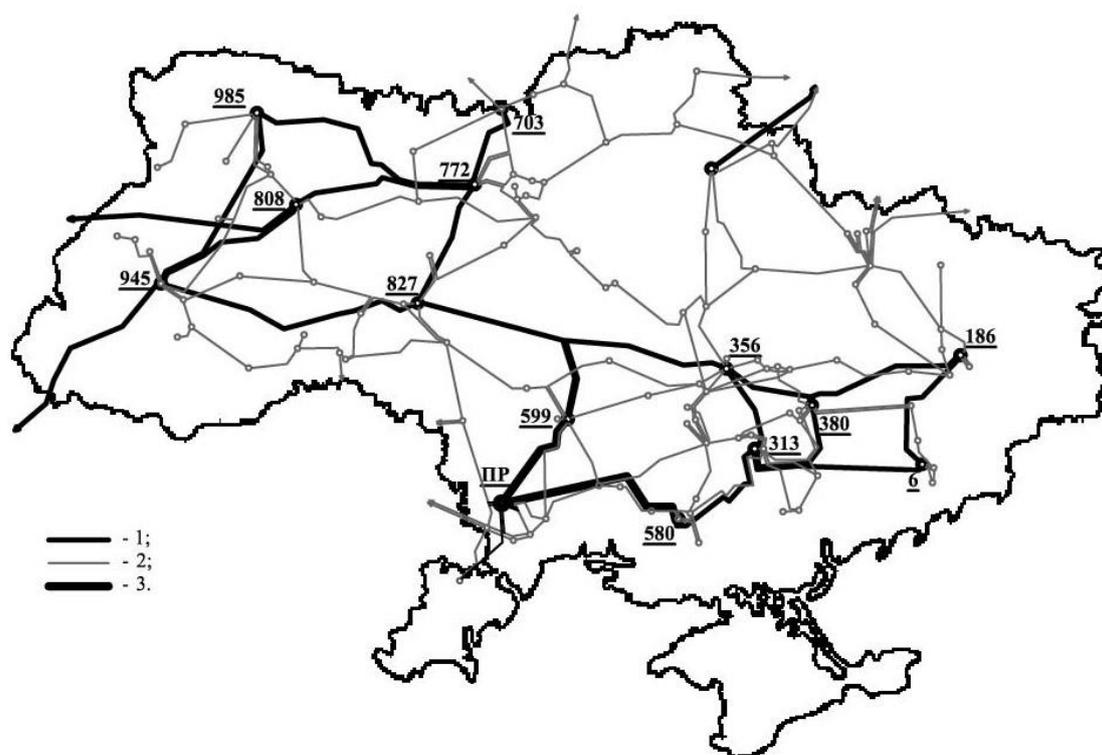


Рис. 1. Карта моделируемой объединенной энергетической системы Украины (1 – существующие сети 750 кВ; 2 – существующие сети 330 кВ; 3 – линии южного транзита)<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Appendix 1

На каждом этапе введения южного транзита переменным током было выбрано оптимальное положение отпаек продольно-поперечного регулирования автотрансформатора АОДЦТН-333000/750/330 с встроенным продольным регулированием напряжения под нагрузкой в нейтрали (РПН) и отдельным регулировочным трансформатором для поперечного регулирования напряжения под нагрузкой (ТПР) типа ОДЦТНП-92000/150-74, включенным между общей и регулировочной обмотками автотрансформатора [27,28] на сооружаемых подстанциях, которое обеспечивало минимальные значения суммарных потерь в сети ОЭС Украины.

Для оценки режимов работы гибридной сети с линиями постоянного тока в модель существующей электрической сети напряжением 750 и 330 кВ введена многоузловая биполярная система постоянного тока высокого напряжения с номинальным напряжением  $\pm 800$  кВ с использованием преобразователей напряжения, которая реализует южный транзит «Каховская - Приморская - Южно-Украинская АЭС».

При моделировании преобразовательных подстанций выполнена реализация следующих элементов типичной подстанции: преобразовательный трансформатор, преобразователь напряжения, конденсаторы постоянного тока. В разработанной модели отсутствуют фильтры частот со стороны переменного тока, поскольку, как модульные многоуровневые преобразователи в них не нуждаются [29]. В данной работе рассматриваются только установившиеся режимы, поэтому отсутствует реализация реакторов как переменного тока, так и постоянного тока, так как основная их цель - снизить токи короткого замыкания, и фильтра постоянного тока, так как он используется во избежание гармонических резонансов на стороне постоянного тока.

Управление данной моделью организовано таким образом, что преобразователи на Южно-Украинской АЭС используются для контроля уровня напряжения на шинах постоянного тока, а также на шинах переменного тока за счет регулирования величины реактивной мощности, выдаваемой преобразователями. Тогда как на ПС «Приморская» и «Каховская» осуществляется

управление активной мощности и уровня напряжения на шинах переменного тока, за счет управлением величиной реактивной мощности. В исследовании было принято допущение, что ПС «Приморская» только принимает мощность из системы HVDC, а ПС «Каховская» – отдает, несмотря на то, что преобразователи напряжения позволяют контролировать поток мощности в обе стороны. При ремонтно-аварийном отключении линии «Южноукраинская АЭС – Приморская» управления преобразователями на ПС «Каховская» изменяется на контроле напряжения на шинах постоянного и переменного тока.

При моделировании также была учтена возможность выдачи реактивной мощности преобразователями напряжения, которая при напряжении переменного тока близком к номинальному, ограничена около 0,5 о.е. установленной пропускной способности преобразователя [30].

На каждом этапе введения южного транзита постоянным током высокого напряжения было выбрано оптимальное значение вставки активной мощности, контролируемой на сооружаемых преобразовательных подстанциях, которые обеспечивают минимальные значения суммарных потерь в сети ОЭС Украины.

## II. РЕЗУЛЬТАТЫ

Выполнено сравнение рассчитанных уровней напряжения подстанций 750 кВ электрической сети ОЭС Украины и некоторых подстанций 330 кВ Одесского энергоузла, а также суммарных потери мощности электрической сети при введении южного транзита на переменном и постоянном токе.

Сравнительный анализ (рис. 2-5) показал, что при введении линий электропередачи южного транзита как сетью переменного тока, так и сетью постоянного тока, напряжение на шинах подстанций 750 и 330 кВ повысились. На шинах Ровенской, Хмельницкой и Чернобыльской атомных электростанций, подстанции «Киевская», подстанции «Западноукраинская», и подстанции «Винницкая» напряжения практически одинаковые при введении южного транзита на переменном и постоянном токе, разница составляет до 0,08%. На других подстанциях разница увеличивается до 0,25%. Наиболее

существенные изменения наблюдаются на подстанции «Каховская», напряжение которой больше на 1,56% при введении линии южного транзита постоянным током.

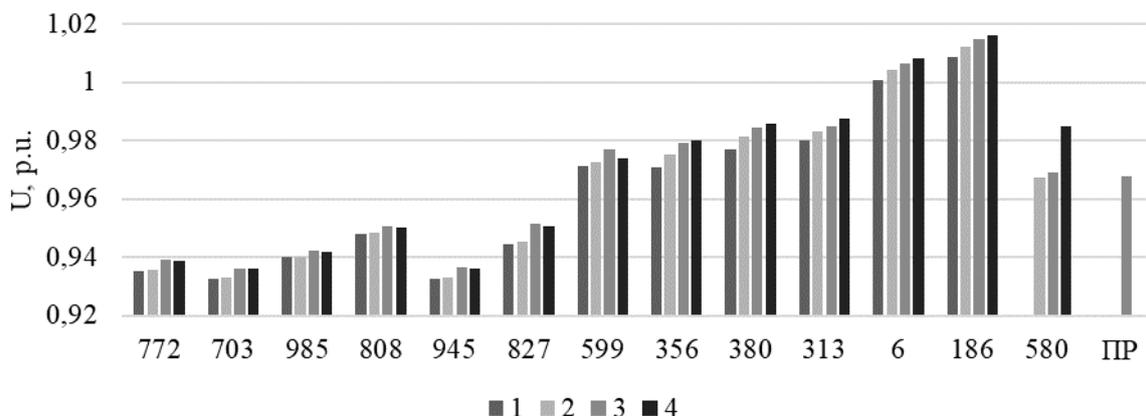


Рис. 2. Сравнения напряжений на шинах 750 кВ при введении южного транзита на постоянном и переменном токе (1 – исходный режим; 2 – введение ВЛ «ЗАЕС-КХ»; 3 – введение южного транзита переменным током; 4 – введение южного транзита постоянным током)<sup>2</sup>.

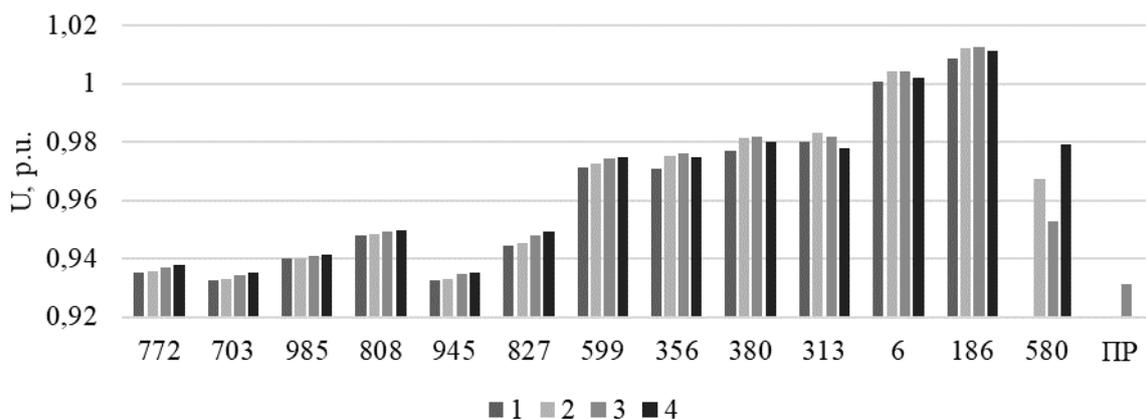


Рис. 3. Сравнения напряжений на шинах 750 кВ при ремонтно-аварийном отключении линии «Южноукраинская АЭС – Приморская» (1 – исходный режим; 2 – введение ВЛ «ЗАЕС-КХ»; 3 – введение южного транзита переменным током; 4 – введение южного транзита постоянным током)<sup>3</sup>.

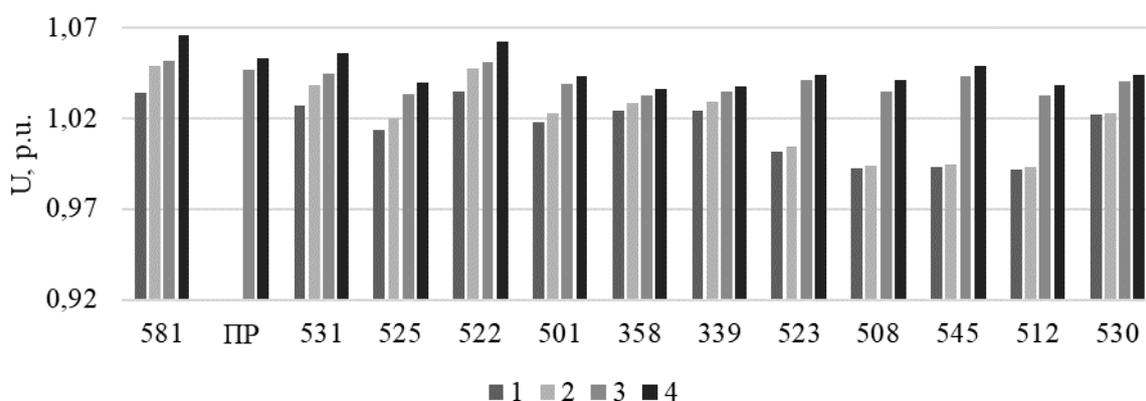
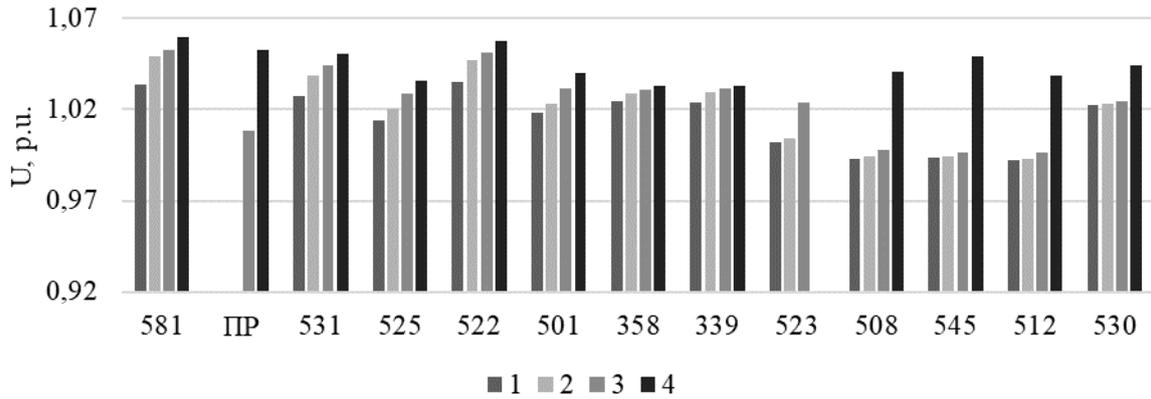


Рис. 4. Сравнения напряжений на шинах 330 кВ при введении южного транзита на постоянном и переменном токе (1 – исходный режим; 2 – введение ВЛ «ЗАЕС-КХ»; 3 – введение южного транзита переменным током; 4 – введение южного транзита постоянным током)<sup>4</sup>.

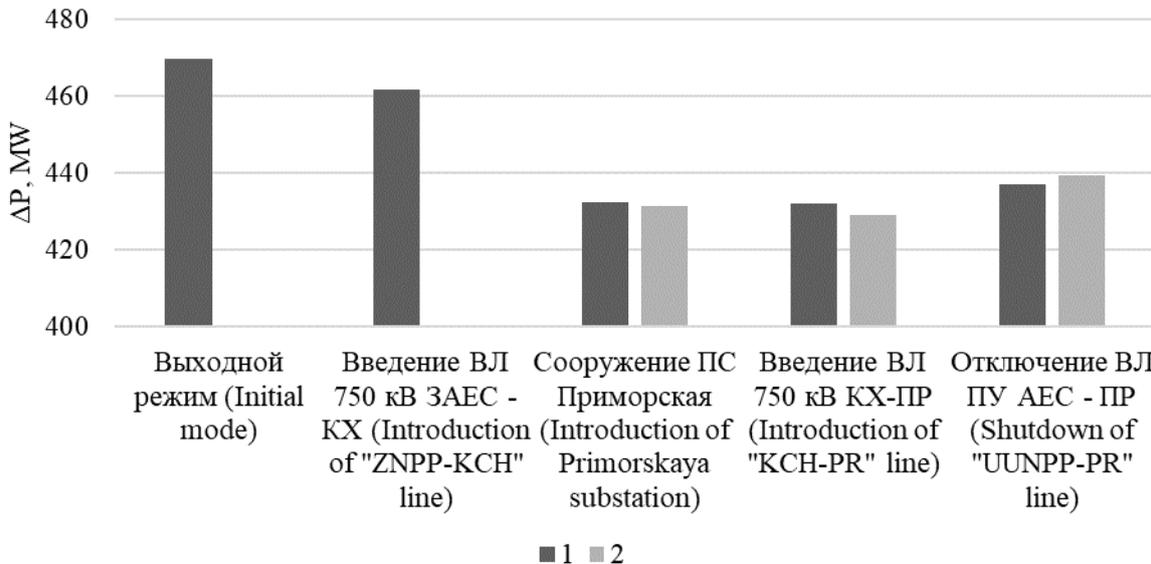


**Рис. 5. Сравнения напряжений на шинах 330 кВ при ремонтно-аварийном отключении линии «Южноукраинская АЭС – Приморская» (1 – исходный режим; 2 – введение ВЛ «ЗАЕС-КХ»; 3 – введение южного транзита переменным током; 4 – введение южного транзита постоянным током)<sup>5</sup>.**

Уровни напряжения на шинах 330 кВ подстанций «Аджалык», «Усатово», «Арциз» и «Новоодесская» повысились при введении южного транзита переменным током на 3,92%, 4,23%, 4,98% и 4,08% соответственно, а при введении южного транзита на постоянном токе на 4,24%, 4,82%, 5,57% и 4,66% соответственно.

При введении южного транзита постоянным током напряжения подстанций 330 кВ Одесского энергоузла выше, чем при

введении переменным током, поскольку преобразователи напряжения подстанции «Приморская» контролируют уровень напряжения на шинах переменного тока. Так, даже при аварийном отключении линии электропередачи «Южно-Украинская атомная электростанция – Приморская», уровни напряжений поддерживаются на достаточно высоком уровне по сравнению с вариантом введения южного транзита переменным током.



**Рис. 6. Сравнение потерь мощности в сети при введении южного транзита (1 – введение южного транзита переменным током; 2 – введение южного транзита постоянным током)<sup>6</sup>.**

Суммарные потери мощности в электрической сети уменьшаются при каждом этапе ввода южного транзита

переменным током. При введении ВЛ 750 кВ «Запорожская АЭС - Каховская» потери составляют 461,77 МВт, что на 1,68% меньше

потери в исходном режиме. При дальнейшем введении ПС 750 кВ «Приморская» с мерами линий электропередачи 750 и 330 кВ потери составляют 432,3 МВт, что меньше на 7,95% значения в исходном режиме. При введении ВЛ 750 кВ «Каховская - Приморська», которая резервирует ПС Каховская и ПС «Приморская», потери меньше на 8,01% за их значение в исходном режиме и составляют 432,01 МВт.

Аналогично наблюдается снижение суммарных потерь мощности при введении южного транзита на постоянном токе высокого напряжения. Так при введении ПС 330 кВ «Приморская» потери составляют 431,42 МВт, что меньше на 8,14% значения в исходном режиме. При введении линии постоянного тока «Каховская - Приморская», потери меньше на 8,67% за их значение в исходном режиме и составляют 428,94 МВт.

Анализ полученных результатов (рис. 5) показал, что введение южного транзита, как сетью переменного, так и постоянного тока в указанном выше объеме влияет не только на повышение надежности электроснабжения Одесского района, но и значительно снижает суммарные потери мощности в электрической сети ОЭС Украина. При введении линии электропередачи «Южно-Украинская АЭС - Приморская» и «Каховская - Приморская» на постоянном токе суммарные потери меньше на 3,07 МВт (0,71%), чем при сооружении на переменном токе.

Электрическая сеть 750/330 кВ ОЭС Украины характеризуется большой степенью неоднородности, поэтому наряду с повышением пропускной способности линий электропередач при передаче электроэнергии актуальным является перераспределение потоков мощности в неоднородных сетях. Для этого можно использовать наряду с эффективными средствами на базе силовой электроники, линии электропередачи постоянного тока [25-26].

## ВЫВОДЫ

Созданы модели существующей электрической сети переменного тока ОЭС Украины номинального напряжения 750 и 330 кВ, позволяющие выполнить анализ режимов работы электрической сети ОЭС Украины при поэтапном введении линий электропередачи южного транзита в объеме «Запорожская АЭС - Каховская - Приморская

- Южно-Украинская АЭС» на переменном и постоянном токе.

Проведен анализ режимов работы электрической сети ОЭС Украины при поэтапном введении линий электропередачи южного транзита «Запорожская АЭС - Каховская - Приморская - Южно-Украинская АЭС» сетью постоянного тока напряжением  $\pm 800$  кВ на базе преобразователей напряжения.

Установлено, что при введении линий электропередачи южного транзита как сетью переменного тока, так и сетью постоянного тока высокого напряжения на базе преобразователей уровни напряжений на шинах подстанций 750 и 330 кВ повысились.

Анализ полученных результатов показал, что введение южного транзита, как сетью переменного, так и постоянного тока в указанном выше объеме влияет не только на повышение надежности электроснабжения Одесского района, но и значительно снижает суммарные потери мощности в электрической сети ОЭС Украины. Так при введении южного транзита на постоянном токе суммарные потери меньше на 3,07 МВт (0,71%), чем при его сооружении на переменном токе.

При введении южного транзита постоянным током напряжения подстанций 330 кВ Одесского энергоузла значительно выше, чем при введении переменным током, поскольку преобразователи напряжения подстанции «Приморская» контролируют уровень напряжения на шинах переменного тока. Так, даже при аварийном отключении линии электропередачи «Южно-Украинская АЭС - Приморская», уровни напряжений поддерживаются на достаточно высоком уровне по сравнению с вариантом введения южного транзита переменным током.

Поскольку электрическая сеть 750/330 кВ ОЭС Украины характеризуется большой степенью неоднородности, сеть постоянного тока на базе преобразователей напряжения, позволяет независимо регулировать активную и реактивную мощности, выполняет важную роль в перераспределении потоков мощности.

## APPENDIX 1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)

<sup>1</sup>Fig. 1. Map of the simulated Integrated Power System of Ukraine (1 - existing 750 kV grids; 2 - existing 330 kV grids; 3 - southern transit lines)<sup>1</sup>

<sup>2</sup>Fig. 2. Comparison of busbar voltages of 750 kV with the introduction of southern transit on direct and

alternating current (1 - initial mode; 2 - introduction of ZNPP-KX overhead line; 3 - introduction of southern transit by alternating current; 4 - introduction of southern transit by HVDC).

<sup>3</sup>**Fig. 3.** Comparison of busbar voltages of 750 kV during emergency shutdown of the «South Ukrainian NPP – Primorskaya» line (1 - initial mode; 2 - introduction of ZNPP-KX overhead line; 3 - introduction of southern transit by alternating current; 4 - introduction of southern transit by HVDC).

<sup>4</sup>**Fig. 4.** Comparison of busbar voltages of 330 kV buses with the introduction of southern transit on direct and alternating current (1 - initial mode; 2 - introduction of ZNPP-KX overhead line; 3 - introduction of southern transit by alternating current; 4 - introduction of southern transit by HVDC).

<sup>5</sup>**Fig. 5.** Comparison of busbar voltages of 330 kV during emergency shutdown of the «South Ukrainian NPP – Primorskaya» line (1 - initial mode; 2 - introduction of ZNPP-KX overhead line; 3 - introduction of southern transit by alternating current; 4 - introduction of southern transit by HVDC).

<sup>6</sup>**Fig. 6.** Comparison of power losses in the network with the introduction of southern transit (1 - introduction of southern transit by alternating current; 2 - introduction of southern transit by HVDC).

#### Литература (References)

- [1] Lehmann H., Nowakowski M. Archetypes of 100% Renewable Energies Scenarios by 2050. *Towards 100% Renewable Energy*, 2017, pp. 371-377. doi: 10.1007/978-3-319-45659-1\_39.
- [2] Friedrich K., Lukas M. Offshore Wind Energy: Key to 100 % Renewable Energy. *Towards 100% Renewable Energy*, 2017, pp. 385-393. doi: 10.1007/978-3-319-45659-1\_41
- [3] Remy T. Offshore Wind Energy: Key trends and statistics. Available at: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2017.pdf>
- [4] Schäfer M., Hofmann F., Abdel-Khalek H. and Weidlich A., "Principal Cross-Border Flow Patterns in the European Electricity Markets," *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEM.2019.8916334.
- [5] Michi L., "New HVDC technology in Pan-European power system planning," *2019 AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC)*, Florence, Italy, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/AEIT-HVDC.2019.8740544.
- [6] Zhu Z., "New VSC-HVDC Solution with Overhead Transmission Line for BC-SIN Project," *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Guangzhou, 2018, pp. 2420-2425, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8602065.
- [7] Abdel-Moamen M. A., Shaaban S. A. and Jurado F., "France-Spain HVDC transmission system with hybrid modular multilevel converter and alternate-arm converter," *2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*, Vellore, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/IPACT.2017.8245001.
- [8] Iaria A., Rapizza M. R. and Marzinotto M., "Control functions for a radially operated three-terminal VSC-HVDC system: The SA.CO.I. HVDC case," *2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Lyon, 2018, pp. 1679-1684, doi: 10.1109/ICIT.2018.8352434.
- [9] Martínez I., Chaudhuri B. and Majumder R., "HVDC connection to large nuclear power plants: A case study on Moorside in Great Britain," *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, IL, 2017, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2017.8273764.
- [10] Giuntoli M., Schmitt S., Biagini V., Subasic M., Gutermuth G. and Krontiris A., "Placement of HVDC links for reduction of network congestions," *2019 AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC)*, Florence, Italy, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/AEIT-HVDC.2019.8740638.
- [11] Franken M., Barrios H., Schrief A., Puffer R., "Identification of Suitable Locations for HVDC Links within Meshed AC Networks", *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe) 2019 IEEE PES*, pp. 1-5, 2019.
- [12] Schilling S., Kuschke M. and Strunz K.. AC-DC optimal power flow implementation: Modeling and application to an HVDC overlay grid. *IEEE Manchester PowerTech*. 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2017.7981123.
- [13] Meyer-Huebner N., Suriyah M. and Leibfried T.. Distributed Optimal Power Flow in Hybrid AC–DC Grids. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019, vol. 34, no. 4, pp. 2937-2946, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2892240.
- [14] Raza A. Optimal Power Flow and Unified Control Strategy for Multi-Terminal HVDC Systems. *IEEE Access*. 2019, vol. 7, pp. 92642-92650, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2925049.
- [15] Ergun H., Dave J., Van Hertem D. and Geth F. Optimal Power Flow for AC–DC Grids: Formulation, Convex Relaxation, Linear Approximation, and Implementation. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019, vol. 34, no. 4, pp. 2980-2990, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2897835.
- [16] Yang Z., Zhong H., Bose A., Xia Q. and Kang C.. Optimal Power Flow in AC–DC Grids With Discrete Control Devices. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018, vol. 33, no. 2, pp. 1461-1472, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2721971.
- [17] Dhua D., Shaojun H. and Wu Q. Optimal Power Flow Modelling and Analysis of Hybrid AC-DC

- Grids with Offshore Wind Power Plant. *Energy Procedia*. 2017, vol. 141, pp. 572-579. doi: 10.1016/j.egypro.2017.11.076.
- [18] Yang L., Yahui L., Guoqing L. Dongbo Z, Chen C. Two-stage multi-objective OPF for AC/DC grids with VSC-HVDC: Incorporating decisions analysis into optimization process. *Energy*. 2018, vol. 147, pp. 286-296. doi: 10.1016/j.energy.2018.01.036.
- [19] Kürşat A., Kılıç, U. Optimal power flow of two-terminal HVDC systems using backtracking search algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2016, vol. 78, pp. 326-335. doi: 10.1016/j.ijepes.2015.11.071.
- [20] Wei C. Z., "Optimization of reactive power and voltage for hybrid AC/VSC-HVDC system," *12th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2016)*, Beijing, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1049/cp.2016.0430.
- [21] Sizhuo L., Chao Z., Xinfu S. and Pan L., "Study on the Influence of VSC-HVDC on Receiving Power Grid Voltage Stability Margin and Improvement Measures," *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Guangzhou, 2018, pp. 2503-2508, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8601614.
- [22] Renedo J., García-Cerrada A. and Rouco L., "Reactive-Power Coordination in VSC-HVDC Multi-Terminal Systems for Transient Stability Improvement," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3758-3767, Sept. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2634088.
- [23] Han T., Huang H., Shi L., He W., Wu F. and Lin K., "Reactive Power Coordinated Control Strategy for Offshore Wind Farm Cluster with VSC-HVDC Transmission," *2019 IEEE 2nd International Conference on Electronics Technology (ICET)*, Chengdu, China, 2019, pp. 185-189, doi: 10.1109/ELTECH.2019.8839340.
- [24] Plan rozvytku systemy peredachi na 2021-2030 roky. Available at: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Projekt-Planu-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030.pdf>. (In Ukrainian).
- [25] DIgSILENT PowerFactory 15, User Manual. Gomariningen, Germany, 2014
- [26] Vytnova N.I., Nikishin A.Y. Ocenka stepeni vliyaniya staticheskikh harak-teristik nagruzki po napryazheniyu na raschet-nye parametry ustanovivshihsysya rezhimov ka-liningradskoj energosistemy v avtonomnom rezhime ee raboty. [Assessment of the degree of influence of the static characteristics of the voltage load on the calculated parameters of the steady-state regimes of the Kaliningrad power system in the autonomous mode of its operation. *Vestnik molodezhnoy nauki*, 2018, no. 2, pp. 13-17.
- [27] Yandulsky O.S., Marchenko A.A., Zakolodyazhny V.V. Pidvy`shennya efekty`vnosti relejnogo zaxy`stu avtotransformatoriv 750 Kv iz pozdovzhn`o-poperechny`m reguluyuvannyam. [Improving the efficiency of relay protection of 750 KV autotransformers with longitudinal and transverse adjustment]. *Visny`k Vinny`cz`kogo politekhnichnogo insty`tutu*, 2011, no. 6, pp. 138-141, (in Ukrainian).
- [28] GOST 17544-85. Трансформаторы с`ловые масляные obshhego naznacheny`ya klassov naprya-zheny`ya 220, 330, 500 y` 750 kV. Texny`chesky`e uslovy`ya. [state Standard 8.586.5-85. General purpose 220, 330, 500 and 750 kV oil power transformers. Specifications]. Moscow, Standartinform Publ., 1996. 38 p.
- [29] Jovic D., Ahmed K.. High-voltage direct-current transmission : converters, systems and DC grids. *School of Engineering, University of Aberdeen*. 2015, 438 p.
- [30] Kontos, E. Control and protection of VSC-based Multi-terminal DC Networks. Master thesis, Technical University of Delft, 2013.

#### Сведения об авторах.

##### **Кирик Валерий Валентинович,**

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой электрических сетей и систем. Область научных интересов: силовая электроэнергетика, интеллектуальные системы принятия решений.  
E-mail: [vkryk@ukr.net](mailto:vkryk@ukr.net)  
ORCID ID: 0000-0003-0419-8934



##### **Кравченко Юрий Сергеевич,**

магистрант. Область научных интересов: силовая электроэнергетика, сети постоянного тока высокого напряжения.

E-mail: [yuriy.krav4enko28@gmail.com](mailto:yuriy.krav4enko28@gmail.com)  
ORCID ID: 0000-0002-7256-2526

