

## **Одноранговые транзакции со стратегией управления напряжением в распределительной сети с учетом торговых рисков**

Лэй Донг<sup>a</sup>, Куанг Чжанг<sup>a</sup>, Шимин Чжанг<sup>a</sup>, Тао Чжанг<sup>b</sup>, Е Ли<sup>c</sup>, Цзи Сяо<sup>c</sup>

<sup>a</sup> *Факультет электротехники и электроники, Северо-Китайский электроэнергетический университет, Пекин 102206, Китайская Народная Республика*

<sup>b</sup> *Хэфэйский технологический университет, Хэфэй 230009, Китайская Народная Республика*

<sup>c</sup> *Китайский научно-исследовательский институт электроэнергетики, Пекин 100192, Китайская Народная Республика.*

### **Аннотация**

Торговля между частными лицами (P2P) способствует децентрализации рынка электроэнергии, а требования к автономности и конфиденциальности потребителей-производителей могут создавать риски для безопасности, такие как сбой напряжения. Существующие методы управления безопасностью, основанные на ценовом регулировании, могут сталкиваться с неразрешимыми ситуациями в торговых вариантах моделирования и испытывать трудности с оценкой влияния одноранговых транзакций на безопасность напряжения. В связи с этим в данной статье предлагается новая двухуровневая оптимизационная модель «оператор распределительной системы (DSO) — потребители-производители», включающая динамический рабочий диапазон (DOE) и плату за использование сети на основе коэффициента риска (RC-NUC). На верхнем уровне DOE используется для динамического управления напряжением с целью предотвращения сбоя, а RC-NUC дополнительно направляет потребителей-производителей к участию в транзакциях, благоприятных для сети. Децентрализованный рынок нижнего уровня позволяет производителям-потребителям автономно оптимизировать торговые решения. Между двумя уровнями обмениваются только ценовыми сигналами и объемами энергии, что обеспечивает конфиденциальность обеих сторон. Кроме того, для повышения вычислительной эффективности используется метод чередующихся направлений множителей (ADMM) с адаптивным штрафным коэффициентом. Исследования на модифицированной 33-узловой системе IEEE показывают, что предложенный метод снижает риски сбоя напряжения на 18,31% и повышает эффективность торговли на 32,3%. Эти результаты подчеркивают осуществимость и эффективность подхода в развитии безопасных и эффективных распределенных энергетических транзакций.

**Ключевые слова:** одноранговая транзакция; DOE (динамический рабочий диапазон); RC-NUC (использование сети на основе коэффициента риска); распределительная сеть; распределенный алгоритм

### **0 Введение**

Растущее внедрение распределенных энергоресурсов (DER) приводит к появлению новой парадигмы в работе энергосистем и операциях на рынке электроэнергии, в частности, ускоряя появление рынка социальной ссуды (P2P) [1,2]. В этом контексте производители-потребители, обладающие как возможностями производства, так и потребления, могут участвовать в качестве независимых экономических агентов в торговле и совместном использовании энергии, эффективно уравнивая спрос и предложение и повышая энергоэффективность [3]. Однако требования к конфиденциальности и автономности среди производителей-потребителей постепенно подталкивают рынок к децентрализации. На либерализованном рынке поведение потребителей-производителей, ориентированное на получение прибыли, может привести к постторговым рискам, таким как сбой напряжения, что создает значительные проблемы для безопасности сети [4,5]. Поэтому поиск новых подходов к интеграции и использованию гибкости местной энергосистемы при достижении равновесия между экономическими интересами потребителей-

производителей и безопасностью распределительной сети стал неотложной задачей, требующей решения.

| Nomenclature                                                  |                                                                         |
|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| <i>Abbreviations</i>                                          |                                                                         |
| DERs                                                          | Distributed energy resources                                            |
| P2P                                                           | Peer-to-peer                                                            |
| DSO                                                           | Distribution system operator                                            |
| DOE                                                           | Dynamic operating envelope                                              |
| RC-NUC                                                        | Risk coefficient-based network usage charge                             |
| ADMM                                                          | Alternating direction method of multipliers                             |
| NUC                                                           | Network usage charge                                                    |
| DLMP                                                          | Distribution locational marginal pricing                                |
| OPF                                                           | Optimal power flow                                                      |
| P2G                                                           | Peer-to-grid                                                            |
| ToU                                                           | Time-of-Use                                                             |
| FiT                                                           | Feed-in-Tariff                                                          |
| PV                                                            | Photovoltaic                                                            |
| MT                                                            | Micro-turbine                                                           |
| BES                                                           | Battery energy storage                                                  |
| FL                                                            | Flexible load                                                           |
| SoC                                                           | State of charge                                                         |
| RC                                                            | Risk coefficient                                                        |
| VSC                                                           | Voltage sensitivity coefficient                                         |
| <i>Sets</i>                                                   |                                                                         |
| $\mathcal{T}$                                                 | Set of time series                                                      |
| $\mathcal{H}$                                                 | Set of prosumers                                                        |
| $\mathcal{N}$                                                 | Set of nodes                                                            |
| $\mathcal{L}$                                                 | Set of lines                                                            |
| $\mathcal{C}_i$                                               | Set of children nodes of node $i$                                       |
| $\mathcal{N}_k$                                               | Set of neighboring prosumers                                            |
| $\mathcal{N}_{ij}$                                            | Set of nodes most affected by the trading between prosumers $i$ and $j$ |
| <i>Parameters</i>                                             |                                                                         |
| $a_k^{\text{MT}}, b_k^{\text{MT}}, c_k^{\text{MT}}$           | Cost coefficient of MT                                                  |
| $\beta_k^{\text{FL}}$                                         | Cost coefficient of demand response                                     |
| $d_k^{\text{BES}}$                                            | Depreciation cost coefficient of ESS                                    |
| $\lambda_{k,t}^{\text{ToU}}, \lambda_{k,t}^{\text{FiT}}$      | Prices of buying/selling energy from/to DSO                             |
| $P_{k,t}^{\text{d}}$                                          | Active power loads                                                      |
| $P_{k,\text{max}}^{\text{MT}}$                                | Maximum value of MT output                                              |
| $\mu_k^{\text{FL}}$                                           | Proportion of load can be transferred                                   |
| $\eta_k^{\text{ch}}, \eta_k^{\text{dis}}$                     | Charging/discharging efficiency of ESS                                  |
| $\text{SoC}_{k,0}, \text{SoC}_{k,T}$                          | SoC of ESS at the initial/final moment                                  |
| $\text{SoC}_{k,\text{min}}, \text{SoC}_{k,\text{max}}$        | Maximum/minimum SoC of ESS                                              |
| $P_{k,\text{max}}^{\text{ch}}, P_{k,\text{max}}^{\text{dis}}$ | Maximum charging and discharging value of ESS                           |
| $Q_k$                                                         | Energy capacity                                                         |
| $r_j, x_j$                                                    | Resistance and reactance of line $j$                                    |
| $P_{m,t,\text{max}}^{\text{G}}$                               | Maximum power of generator $m$                                          |
| $u_{i,\text{min}}, u_{i,\text{max}}$                          | Lower and upper bounds of squared voltage magnitude                     |
| $P_{i,t}^{\text{D}}, Q_{i,t}^{\text{D}}$                      | Active and reactive power load of node $i$ at time $t$                  |
| $\gamma$                                                      | safety margin value                                                     |
| $\rho^{\text{P2P}}$                                           | positive penalty factor                                                 |
| <i>Variables</i>                                              |                                                                         |
| $P_{k,t}^{\text{MT}}$                                         | Output of MT of prosumer $k$                                            |
| $P_{k,t}^{\text{FL}}$                                         | Actual power load demand                                                |
| $P_{k,t}^{\text{dis}}, P_{k,t}^{\text{ch}}$                   | Discharge and charging power of ESS                                     |
| $P_{k,t}^{\text{P2G,b}}, P_{k,t}^{\text{P2G,s}}$              | Purchased/sold power from/to DSO                                        |
| $P_{k,h,t}^{\text{P2P}}$                                      | P2P trading power between prosumer $k$ and prosumer $h$                 |
| $p_{k,h,t}^{\text{P2P}}$                                      | P2P trading price between prosumer $k$ and prosumer $h$                 |
| $\text{SoC}_{k,t}$                                            | Capacity of ESS of prosumer $k$ at time $t$                             |
| $P_{k,t}^{\text{inj}}$                                        | Net importing/exporting power from/to prosumer $k$                      |
| $u_{i,t}$                                                     | Squared voltage magnitude of node $i$                                   |
| $l_{j,t}$                                                     | Squared current magnitude of line $j$                                   |
| $P_{m,t}^{\text{G}}$                                          | Actual power of generator $m$                                           |
| $P_{i,t}, Q_{i,t}$                                            | Active/reactive power flow of branch $i$                                |
| $P_{k,t}^{\text{DOE}}$                                        | DOE for prosumer $k$ at time $t$                                        |
| $\Delta \delta_k^{\text{V}}$                                  | Absolute value of the node voltage deviation                            |
| $\alpha_{\text{RC},ij}$                                       | RC for prosumers $i$ and $j$                                            |

После того, как производители-производители согласовали объемы и цены торговли между частными лицами, поставка энергии должна осуществляться по линиям распределительной сети. Следовательно, они должны соблюдать физические ограничения, чтобы обеспечить возможность совершения энергетических транзакций. Для повышения безопасности сети многочисленные исследования ввели оператора распределительной системы (DSO) на рынок торговли между частными лицами для контроля и руководства производителями-производителями. Например, влияние краткосрочных одноранговых транзакций на напряжение в узлах и потоки в линиях анализируется с использованием методов анализа чувствительности [6]. Производителям-производителям, представляющим угрозу безопасности сети, запрещается участвовать в торговле. Между тем, для оптимизации потока мощности и координации торговли между частными лицами с учетом сетевых ограничений были использованы различные методы, такие как реконфигурация сети [7,8,11], устройства регулирования мощности под нагрузкой [9], управление реактивной мощностью [10,11] и вспомогательные услуги [12]. Эти подходы в основном сосредоточены на прямом управлении мощностью, требуя от оператора распределительной сети получения подробной информации о торговле между частными лицами от потребителей-производителей для централизованной проверки безопасности. Однако им не хватает механизмов стимулирования, чтобы побудить потребителей-производителей к участию в благоприятной к сети торговле. Эти методы не обладают достаточной мотивацией для того, чтобы потребители-производители

самостоятельно согласовывали свои интересы с общей стабильностью сети, что является критическим пробелом в современной литературе.

С этой целью некоторые исследователи предложили косвенные методы регулирования мощности, основанные на ценовых сигналах. Плата за использование сети (NUC), основанная на электрическом расстоянии, была предложена для переноса ответственности за смягчение системных рисков на механизм самостимулирования путем наложения дополнительных транзакционных издержек на потребителей-производителей [13]. Однако эта стратегия не в полной мере учитывает влияние распределения потока мощности. В отличие от этого, указанную выше задачу можно эффективно решить путем расчета предельной местной цены распределения (DLMP) на основе условий работы сети и решения оптимального потокораспределения (OPF). В работе [14] используется DLMP для стимулирования одноранговых транзакций, способствующих безопасности сети, и взимание штрафов с тех, кто ее нарушает. В работе [15] NUC рассчитывается на основе разницы DLMP, косвенно влияя на принятие решений потребителями и направляя их транзакции в соответствии с ограничениями сети. В целом, метод, основанный на управлении ценовыми сигналами, обеспечивает безопасность сети, эффективно снижая риск работы системы без раскрытия конфиденциальности транзакций потребителей. Этот подход обеспечивает сильную теоретическую поддержку контроля системных рисков в среде торговли между частными лицами. Однако этот подход имеет определенные недостатки в практическом применении. Когда торговля между частными лицами приводит к невыполнимому решению OPF, DSO не может извлечь множители Лагранжа для расчета DLMP и NUC, что снижает применимость этого метода. В некоторых исследованиях используется подход постепенного сужения допустимой области для обеспечения выполнимости OPF [10], но выбор размера шага является весьма субъективным и может повлиять на результативность.

Для решения вышеуказанных задач некоторые ученые ввели в рынок электроэнергии динамический рабочий диапазон (DOE), чтобы гарантировать, что производители-потребители торгуют в безопасной операционной зоне. В отличие от традиционных фиксированных ограничений на импорт и экспорт [16,17], DOE служит динамическим ограничением, которое распределяет оптимальные диапазоны импорта и экспорта электроэнергии во времени для производителей-потребителей в разных узлах [18]. Такой подход не только повышает безопасность сети, но и учитывает экономические интересы производителей-потребителей. Однако большинство существующих исследований в основном применяли координационную структуру на основе DOE к P2G-транзакциям [20,21], и лишь немногие исследования рассматривали ее применение к P2P-транзакциям. Поскольку торговля между частными лицами включает в себя многочисленные прямые сделки между производителями-потребителями, управление и координация становятся более сложными. При использовании метода DOE также важно создать эффективную систему обмена информацией для обеспечения прозрачности и объективности. Кроме того, в рамках метода DOE напряжение в узлах должно оставаться только в пределах номинальных значений для обеспечения безопасности. Однако колебания в производстве и нагрузке в сочетании с рыночной неопределенностью могут вносить непредсказуемость в результаты P2P-транзакций (одноранговых), потенциально нарушая рыночное равновесие и угрожая стабильности энергосистемы [22,23]. Различные факторы неопределенности могут вызывать отклонения напряжения за пределы заданного безопасного диапазона, что ставит под угрозу стабильность системы. Для смягчения этого потенциального риска система должна сохранять определенный запас безопасности для противодействия этим помехам.

Существующие исследования рассматривали метод ценового управления для дальнейшего повышения запаса безопасности [14,15,24]. На основе этого можно использовать DOE для обеспечения безопасной и осуществимой рабочей области, гарантируя разрешимость в расчетах DLMP. Важно отметить, что, когда сеть работает вблизи своей границы безопасности, элемент

напряжения DLMP приближается к нулю. Это означает, что DLMP не может эффективно отражать фактическое рабочее состояние сети, ослабляя направляющий эффект ценовых сигналов. Таким образом, для всестороннего учета влияния различных неопределенностей на безопасность сети необходимо проводить оценку рисков на основе условий эксплуатации сети и изучать новые механизмы ценообразования на электроэнергию. Оптимизируя интенсивность ценовых сигналов, система может гибче смягчать потенциальный сбой, тем самым повышая общую безопасность сети.

В данной статье представлена новая двухуровневая координационная структура взаимодействия между оператором распределительной сети и производителями-потребителями, включающая в себя DOE и плату за использование сети на основе коэффициента риска (RC-NUC) для решения задач сетевой безопасности. Для обеспечения возможности реализации оптимизации потоков производительности (OPF) производителям-потребителям сначала разрешается осуществлять торговлю между частными лицами в рамках механизма распределения ресурсов. Впоследствии вводится RC-NUC для дальнейшего направления производителей-потребителей к транзакциям, благоприятным для сети, что повышает надежность управления сетевыми рисками в такого рода торговле. Основные результаты работы заключаются в следующем:

1) Предлагается двухуровневая координационная структура взаимодействия между оператором распределительной сети и производителями-потребителями для обеспечения баланса между сетевой безопасностью и экономическими интересами производителей-потребителей. На верхнем уровне используются модели DOE и RC-NUC для обеспечения безопасности, а на нижнем уровне — децентрализованный рынок торговли между частными лицами для защиты конфиденциальности производителей-потребителей. В этой структуре оператор распределительной сети управляет транзакциями производителей-потребителей, используя модели DOE и RC-NUC, с упором на безопасность, в то время как производители-потребители максимизируют свою индивидуальную экономическую выгоду. Происходит обмен информацией исключительно о цене и мощности, что обеспечивает конфиденциальность всех сторон.

2) Предложен метод расчета платы за использование сети на основе коэффициента риска (RCNUC), учитывающий влияние децентрализованных одноранговых транзакций на потоки электроэнергии в распределительной сети. Этот ценовой сигнал эффективно отражает серьезность рисков, связанных с напряжением, вызванных каждой транзакцией, предоставляя более точные рекомендации для производителей-потребителей по корректировке объемов торговли и повышая надежность управления сетевыми рисками в вариантах моделирования торговли между частными лицами.

3) Предложен метод расчета DOE, адаптированный для торговли между частными лицами, позволяющий динамически корректировать оптимальную мощность импорта и экспорта. Потребители-производители могут свободно определять объемы торговли и цены в рамках ограничений DOE, обеспечивая осуществимый поток энергии на верхнем уровне. Задача торговли между частными лицами нижнего уровня решается с помощью ADMM с адаптивным алгоритмом штрафных коэффициентов, который ускоряет сходимость за счет динамической корректировки параметров. Это позволяет каждому потребителю-производителю независимо оптимизировать решения с ограниченным обменом информацией, сохраняя при этом конфиденциальность транзакций и автономию.

Остальная часть статьи кратко изложена следующим образом: в разделе 1 представлена математическая модель потребителей-производителей и оператора распределительной сети. В разделе 2 описана предлагаемая двухуровневая структура координации и алгоритм решения. Также в нем подробно описаны методы расчета DOE и RC-NUC. В разделе 3 проведены численные моделирования. В разделе 4 подводятся итоги.

# 1 Математические модели потребителей-производителей и операторов распределительных сетей

Взаимоотношения между производителями-потребителями и оператором распределительной сети показаны на рис. 1. Производители-потребители, подключенные к распределительной сети, оснащены распределенными энергоисточниками (DER), и их цель — максимизировать свою индивидуальную выгоду. Они могут участвовать в торговле между частными лицами на основе своих энергетических потребностей и предпочтений или покупать и продавать энергию оператору распределительной сети, используя схемы оплаты по времени суток (Time-of-Use, ToU) и тарифы на подачу электроэнергии в сеть (Feed-in-Tariff, FiT). Эти транзакции представляют собой полностью независимые решения, принимаемые производителями-потребителями без прямого влияния со стороны оператора распределительной сети. Последний, выступая в качестве рыночного оператора, получает чистую электроэнергию от производителей-потребителей. Его цель — минимизировать эксплуатационные расходы при сохранении безопасности сети. Математические модели как для производителей-потребителей, так и для оператора распределительной сети представлены здесь.

## 1.1 Модель одноранговой торговли энергией для производителей-потребителей

В данной работе предполагается, что каждый потребитель-производитель оснащен гибкими ресурсами, включая фотоэлектрические системы (PV), микротурбины (MT), накопители энергии на базе аккумуляторной батареи (BES) и гибкую нагрузку (FL). Для данного потребителя-производителя  $k \in \mathcal{K}$ , оптимальная модель планирования энергопотребления с торговлей между частными лицами энергией формулируется следующим образом.

### 1) Целевая функция

$$(P1) \min C(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}}) = \sum_{t=1}^T (C_{k,t}^{\text{MT}} + C_{k,t}^{\text{FL}} + C_{k,t}^{\text{BES}} + C_{k,t}^{\text{P2P}} + C_{k,t}^{\text{P2G}}) \quad (1)$$

$$C_{k,t}^{\text{MT}} = a_k^{\text{MT}} (P_{k,t}^{\text{MT}})^2 + b_k^{\text{MT}} P_{k,t}^{\text{MT}} + c_k^{\text{MT}}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (2)$$

$$C_{k,t}^{\text{FL}} = \beta_k^{\text{FL}} (P_{k,t}^{\text{FL}} - P_{k,t}^{\text{d}})^2, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3)$$

$$C_{k,t}^{\text{BES}} = d_k^{\text{BES}} (P_{k,t}^{\text{ch}} + P_{k,t}^{\text{dis}}), \forall t \in \mathcal{T} \quad (4)$$

$$C_{k,t}^{\text{P2P}} = \sum_{h \in \mathcal{N}_k} (pr_{k,h,t} P_{k,h,t}^{\text{P2P}}), \forall t \in \mathcal{T} \quad (5)$$

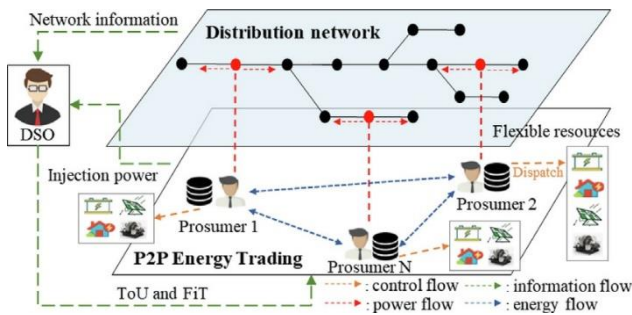


Рис. 1. Рынок торговли между частными лицами энергией в распределительной сети.

netconnection 6 (2023) 003–077

$$C_{k,t}^{\text{P2G}} = P_{k,t}^{\text{P2G,b}} \lambda_{k,t}^{\text{ToU}} - P_{k,t}^{\text{P2G,s}} \lambda_{k,t}^{\text{FiT}}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (6)$$

где  $\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}}$  являются переменными решения, установленными для потребителя-производителя  $k$ . Общая целевая функция (1) состоит из стоимости производства MT, стоимости дискомфорта, стоимости деградации BES, стоимости P2P-торговли и стоимости P2G-торговли. Конкретные формулировки каждой функции стоимости указаны в (2)-(6).

## 2) Операционные ограничения

$$0 \leq P_{k,t}^{MT} \leq P_{k,\max}^{MT}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7)$$

$$(1 - \mu_k^{\text{FL}})P_{k,t}^{\text{d}} \leq \mu_k^{\text{FL}} \leq (1 + \mu_k^{\text{FL}})P_{k,t}^{\text{d}}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (8)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{k,t}^{\text{FL}} = \sum_{t=1}^T P_{k,t}^{\text{d}}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (9)$$

$$SoC_{k,t} = SoC_{k,t-1} + \frac{\eta_k^{\text{ch}} P_{k,t}^{\text{ch}} - P_{k,t}^{\text{dis}} / \eta_k^{\text{dis}}}{Q_k}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (10)$$

$$SoC_{k,\min} \leq SoC_{k,t} \leq SoC_{k,\max}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (11)$$

$$SoC_{k,0} = SoC_{k,T} \quad (12)$$

$$0 \leq P_{k,t}^{\text{ch}} \leq P_{k,\max}^{\text{ch}}, 0 \leq P_{k,t}^{\text{dis}} \leq P_{k,\max}^{\text{dis}}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (13)$$

$$P_{k,h,t}^{\text{P2P}} + P_{h,k,t}^{\text{P2P}} = 0, \forall t \in \mathcal{T} \quad (14)$$

$$P_{k,t}^{\text{PV}} + P_{k,t}^{\text{MT}} + P_{k,t}^{\text{dis}} + \sum_{h \in \mathcal{N}_k} P_{k,h,t}^{\text{P2P}} + P_{k,t}^{\text{P2G,b}} = P_{k,t}^{\text{FL}} + P_{k,t}^{\text{ch}} + P_{k,t}^{\text{P2G,s}}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (15)$$

$$P_{k,t}^{\text{inj}} = P_{k,t}^{\text{P2G,b}} - P_{k,t}^{\text{P2G,s}} + \sum_{h \in \mathcal{N}_k} P_{k,h,t}^{\text{P2P}}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (16)$$

В частности, ограничение (7) определяет пределы выходной мощности MT. Ограничение (8) устанавливает границу для фактической мощности FL. Ограничение (9) определяет соотношение между фактическим и ожидаемым потреблением энергии. Для BES ограничение (10) связывает измеренное состояние заряда с мощностью зарядки и разрядки. Ограничения (11) и (12) подразумевают соответственно ограничение и начальное/конечное состояние заряда. Ограничение (13) ограничивает мощность зарядки и разрядки. Ограничение (14) указывает, что энергия, обмениваемая между двумя производителями-потребителями, равна по величине, но противоположна по полярности. Ограничения (15) и (16) представляют собой уравнение баланса активной мощности и уравнение чистой мощности, соответственно.

Решите приведенную выше модель P1, чтобы определить торговую мощность и цены для одноранговой торговли. Оператор распределительной сети собирает данные о чистой мощности, поступающей от потребителей-производителей, и выполняет оптимизацию потоков мощности (OPF) для минимизации эксплуатационных расходов, обеспечивая при этом работу распределительной системы в рамках установленных ограничений.

### 1.2 Оптимизированная модель принятия решений для оператора распределительной сети.

The network branch flow is modeled using the Dist-Flow model [25]. In a radial distribution network represented as a tree graph  $\mathcal{G}(\mathcal{N}, \mathcal{L})$ , where  $\mathcal{N} = \{0, \dots, N\}$  and  $\mathcal{L} = \{1, \dots, N\}$  are the sets of nodes and branches, respectively. The root node, numbered 0, is connected to the main grid. Each node  $j (j \in \mathcal{N})$  has a

unique parent node  $A_i$  and a set of child nodes denoted by  $\mathcal{C}_i$ . The branch from node  $j(j \in \mathcal{N})$  to  $A_j$  is simply indexed by  $j$ . The optimization model for the DSO is shown as follows.

$$(P2) \min \sum_{t=1}^T \left( \sigma_{\text{root},t}^P P_{\text{root},t}^G - \sum_{k \in \mathcal{K}} \left( P_{k,t}^{\text{P2G,b}} \lambda_{k,t}^{\text{TOU}} - P_{k,t}^{\text{P2G,s}} \lambda_{k,t}^{\text{FIT}} \right) \right) \quad (17)$$

## 1) Целевая функция

где  $\sigma_{\text{root},t}^P$  - LMP оптового рынка.  $P_{\text{root},t}^G$  - активная подача энергии в корневой (главный) узел. Целевая функция (17) направлена на минимизацию общих затрат. Стоимость покупки электроэнергии на оптовом рынке представлена первым членом, а доход от P2G-торговли представлен двумя последними членами.

$$u_{i,t} = V_{i,t}^2, l_{ij} = I_{j,t}^2, \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{L} \quad (18)$$

$$P_{i,t} = \sum_{j \in \mathcal{C}_i} (P_{j,t} - r_j l_{j,t}) + P_{i,t}^G - P_{i,t}^{\text{inj}} - P_{i,t}^D, \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{L} \quad (19)$$

$$Q_{i,t} = \sum_{j \in \mathcal{C}_i} (Q_{j,t} - x_j l_{j,t}) - Q_{i,t}^D, \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{L} \quad (20)$$

$$(P_{j,t})^2 + (Q_{j,t})^2 \leq S_{j,t}^2, \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{L} \quad (21)$$

$$(P_{j,t} - r_j l_{j,t})^2 + (Q_{j,t} - x_j l_{j,t})^2 \leq S_{j,t}^2, \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{L} \quad (22)$$

$$u_{j,t} - u_{Aj,t} = 2(r_j P_{j,t} + x_j Q_{j,t}) - (r_j^2 + x_j^2) l_{j,t}, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{L} \quad (23)$$

$$\| 2P_{j,t} \ 2Q_{j,t} l_{j,t} - u_{j,t} \|_2 \leq l_{j,t} + u_{j,t}, \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{L} \quad (24)$$

$$u_{i,\min} \leq u_i \leq u_{i,\max}, \forall t \in \mathcal{T}, i \in \mathcal{N} \quad (25)$$

$$0 \leq P_{m,t}^G \leq P_{m,t,\max}^G, \forall t \in \mathcal{T}, m \in \mathcal{M} \quad (26)$$

Ограничения (19) и (20) представляют собой баланс активной и реактивной мощности соответственно. Ограничения (21) и (22) определяют пределы потока мощности в принимающих и передающих узлах каждой линии. Ограничение (23) указывает падение напряжения в распределительной линии. Ограничение тока ветви (24) сформулировано в стандартной форме конуса второго порядка [26]. Ограничение (25) устанавливает пределы величины напряжения в узлах. Ограничение генератора задается формулой (26).

DSO может выполнять расчеты OPF только на основе чистой мощности, поступающей от потребителей-производителей, и не может напрямую контролировать объемы и цены торговли между частными лицами. Это ограничение может привести к нарушению предельных значений напряжения. Поэтому крайне важно координировать взаимодействие между распределительным центром и потребителями-производителями, чтобы сбалансировать безопасность сети с конфиденциальностью и экономическими интересами потребителей-производителей.

## 2. Структура координации и метод решения, основанные на DOE и RC-NUC рекомендациях.

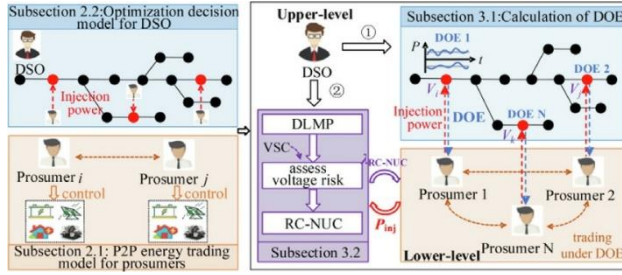


Рис. 2. Двухуровневая координационная структура DSO-потребителей-производителей.

Торговля между частными лицами может создавать операционные риски для сети, что требует надзора и руководства со стороны оператора распределительной сети (DSO). Предлагаемая двухуровневая координационная структура DSO-потребителей-производителей показана на рис. 2. Верхний уровень включает модель управления безопасностью, интегрирующую DOE и RC-NUC, а нижний уровень включает децентрализованный рынок торговли между частными лицами. Для решения задач, которые такая торговля может создавать для распределительной сети, DSO сначала рассчитывает DOE, который устанавливает конкретную границу безопасности для чистой мощности, поступающей от каждого потребителя-производителя. Впоследствии оператор распределительной сети использует данные о потоке мощности для вычисления DLMP и RC-NUC, производя ценовые сигналы, отражающие операционные риски системы. Ввиду стремления потребителей-производителей к получению прибыли, они адаптируют свои решения в ответ на RC-NUC, что делает процесс управления многократным и непрерывным. Как только динамический процесс принятия решений между оператором распределительной сети и потребителями-производителями достигает равновесия, системные риски снижаются, выгоды участников рынка увеличиваются, а безопасность сети поддерживается в условиях однорангового рынка.

### 2.1. Расчет DOE

В предлагаемой системе координации параметр DOE используется для ограничения ожидаемой мощности импорта и экспорта потребителей-производителей электроэнергии. Оператор распределительной сети (DSO) рассчитывает DOE в два этапа. На начальном этапе DSO проверяет безопасность сети на основе предполагаемой мощности импорта/экспорта потребителей-производителей. Если нарушений, таких как ограничения напряжения, не происходит, разрешены предполагаемые объемы торговли электроэнергией. В противном случае DSO рассчитывает DOE на втором этапе. Результаты расчета DOE напрямую передаются потребителям-производителям, что позволяет им самостоятельно управлять своими активами без каких-либо нарушений в сети, ограничивая при этом доступ DSO к их локальной информации.

Для повышения объективности торговли и предотвращения чрезмерного ограничения импорта или экспорта электроэнергии для производителей-производителей, расположенных дальше от корневого узла, целевая функция минимизирует квадраты расстояний между предполагаемым чистым объемом входящей электроэнергии производителями-производителями  $P_{k,t}^{inj}$  и значением DOE  $P_{k,t}^{DOE}$ , определенным оператором распределительной сети, что показано ниже:

$$(P3) \min \sum_{k \in \mathcal{K}} \left( P_{k,t}^{inj} - P_{k,t}^{DOE} \right)^2 \quad (27)$$

таких как (18), (20)-(25);



$$P_{k,t}^{\text{inj}} \geq 0 : 0 \leq P_{k,t}^{\text{DOE}} \leq P_{k,t}^{\text{inj}}, \forall t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{K} \quad (28)$$

$$P_{k,t}^{\text{inj}} \leq 0 : P_{k,t}^{\text{inj}} \leq P_{k,t}^{\text{DOE}} \leq 0, \forall t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{K} \quad (29)$$

$$P_{i,t} = \sum_{j \in \mathcal{C}_i} (P_{j,t} - r_j l_{j,t}) + P_{i,t}^{\text{G}*} - P_{i,t}^{\text{DOE}} - P_{i,t}^{\text{D}*}, \forall t \in \mathcal{T}, i \in \mathcal{N} \quad (30)$$

Учитывая, что оператор распределительной сети определяет DOE для производителей-потребителей и не имеет возможности напрямую контролировать свои внутренние активы и торговлю энергией, необходимо учитывать определенные принципы: (1) Если производитель-потребитель планирует импортировать электроэнергию, его нельзя принуждать к экспорту или превышению запланированного объема импорта. (2) Если производитель-потребитель планирует экспортировать электроэнергию, его нельзя принуждать к импорту или превышению запланированного объема экспорта. Соответствующие ограничения выражены в (28) и (29). Кроме того, ограничение баланса активной мощности узла  $i$  на основе (19) переформулируется как (30). Где  $P_{i,t}^{\text{G}*}$  и  $P_{i,t}^{\text{D}*}$  указывают, что производство и нагрузка в узле  $i$  остаются неизменными до и после расчета DOE.

Стоит отметить, что использование абсолютных значений также могло бы дать аналогичные результаты. Однако в такой формулировке потребители-производители, находящиеся ближе к узлам с нарушениями напряжения, будут нести непропорционально большую долю ограничений мощности. Это приведет к несправедливой торговле, поскольку на напряжение узлов влияют все потребители-производители. Минимизация квадратов расстояний позволяет более равномерно распределить бремя ограничений между потребителями-производителями, обеспечивая каждому из них ограничения, максимально приближенные к желаемому объему торговли.

**Подробные шаги предлагаемого алгоритма DOE представлены в алгоритме 1.**

**Algorithm 1** (*DOE computation algorithm*).

---

```

1: Input:  $r_j, x_j, P_{i,t}^{\text{G}*}, P_{i,t}^{\text{D}*}, u_{i,\min}, u_{i,\max}$ . For  $\forall i \in \mathcal{N}, j \in \mathcal{L}$ .
2: for each P2P trading period  $\forall t \in \mathcal{T}$  do
3:   for each prosumer  $\forall k \in \mathcal{K}$  do
4:     Calculate  $P_{k,t}^{\text{inj}}$ .
5:   end for
6:   Run Power Flow Analysis with  $P_{k,t}^{\text{inj}}, \forall k \in \mathcal{K}$ .
7:   Compute  $u_{i,t}$ .
8:   if  $u_{i,\min} \leq u_{i,t} \leq u_{i,\max}$  then
9:     for each prosumer  $\forall k \in \mathcal{K}$  do
10:       $P_{k,t}^{\text{DOE}} = P_{k,t}^{\text{inj}}$ 
11:    end for
12:   else
13:     for each prosumer  $\forall k \in \mathcal{K}$  do
14:      Determine  $P_{k,t}^{\text{DOE}}$  by solving P3.
15:    end for
16:   end if
17: end for
18: Output:  $P_{k,t}^{\text{DOE}}, \forall t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{K}$ 

```

---

После получения DOE от оператора распределительной сети (DSO) производители-потребители должны завершить торговлю между частными лицами в пределах заданных лимитов чистой мощности, подаваемой в сеть. Распределительная система может работать в заданных рамках, но сложно справиться с ущербом, причиняемым неопределенностью системе, что требует

дополнительных указаний. Кроме того, транзакции, проводимые в рамках DOE, эффективно обеспечивают платежеспособность OPF, позволяя DSO точно рассчитать NUC.

## 2.2 Определение и модель метода RC-NUC

DLMP полностью отражает распределение потоков мощности и демонстрирует влияние региональных ресурсов на безопасность сети. Его физическая модель и экономическое значение хорошо поддаются интерпретации. Более того, компоненты цены, соответствующие каждому ограничению, могут быть получены путем разложения DLMP, что позволяет более точно направлять данные. NUC выводится из разницы в DLMP между узлами и служит эффективным ценовым сигналом, влияющим на транзакции между частными лицами. Этот ценовой сигнал содержит информацию о риске нарушения пределов напряжения. Однако традиционный показатель NUC искажённо отражает ограничения напряжения, особенно когда напряжение близко к границе безопасности. Из-за неопределенности выработки возобновляемой энергии ранее безопасная система может столкнуться с рисками превышения пределов напряжения после помех. В таких случаях рассчитанный показатель NUC неточно отражает текущие условия сети, что делает его неэффективным для адаптации торговых стратегий потребителей-производителей к смягчению локальных проблем с напряжением.

To address the above shortcomings, the concept of risk coefficient (RC) for voltage security is introduced, leading to the creation of the RC-NUC. This aims to guide prosumers towards grid-friendly trading and improve the overall voltage security of the network under uncertain conditions. The purpose of the proposed RC-NUC is to reduce the risk levels that may arise from P2P trading and uncertainty issues. To identify these risks, a safety margin value  $\gamma \in (0, 1)$  is set, defined  $\Delta\delta_k^V = |V_i - 1|$  as the absolute value of the node voltage deviation. When  $\Delta\delta_k^V \geq \gamma\delta^{V,\max}$ , the node is considered to be in a risk state. A greater deviation corresponds to a higher likelihood of voltage limit violations.

Показатель RC в полной мере отражает риск, связанный с влиянием каждой торговой операции на напряжение узла, и может быть представлен частью, превышающей значение запаса прочности. Увеличение этого значения указывает на более высокий системный риск, обусловленный торговой операцией. Следовательно, значение RC должно не только положительно влиять на RC-NUC, но и оценивать влияние каждой торговой операции на напряжение узла:

$$\alpha_{RC,k} = \begin{cases} 1, & \Delta\delta_k^V \leq \gamma\delta^{V,\max} \\ 1 + \frac{\Delta\delta_k^V - \gamma\delta^{V,\max}}{\delta^{V,\max}} = 1 - \gamma + \frac{\Delta\delta_k^V}{\delta^{V,\max}}, & \text{else} \end{cases} \quad (31)$$

$$\alpha_{RC,ij} = \prod_{k \in \mathcal{N}_{ij}} \alpha_{RC,k}, \forall i, j \in \mathcal{N} \quad (32)$$

где  $\alpha_{RC,ij}$  представляет собой RC для потребителей-производителей  $i$  и  $j$ ;  $\mathcal{N}_{ij}$  представляет собой набор узлов, наиболее подверженных влиянию торговли между производителями-производителями  $i$  и  $j$ . Как показано в (31), когда узел сталкивается с риском,  $\alpha_{RC,k}$  больше 1. Учитывая, что коэффициент чувствительности напряжения (VSC) представляет собой изменение амплитуды напряжения узла, вызванное колебаниями мощности в конкретном узле, его можно использовать в качестве основы для описания влияния торговли на напряжение каждого узла. Следовательно, VSC между двумя узлами можно рассчитать следующим образом:

$$w_k = \begin{cases} 1, & |X_k^{\text{VSC},ij}| \geq \varphi, k \in \mathcal{N} \\ 0, & \text{else} \end{cases} \quad (33)$$

where  $w_k$  is a 0–1 variable representing whether node is significantly affected by the trading between prosumers  $i$  and  $j$ . When  $w_k = 1$ , the voltage at the node is greatly influenced and should be included in  $\mathcal{N}_{ij}$ .  $X_k^{\text{VSC},ij} = S_{ki}^P - S_{kj}^P$  represents the voltage change at node  $k$  caused by the transaction between prosumers  $i$  and  $j$ ;  $S_{ki}^P$  is the VSC where the voltage at node  $k$  with respect to the active power injection at node  $i$ ;  $\varphi$  is the adjustable risk control parameter.

Для отражения влияния региональных ресурсов на безопасность сети во времени и пространстве, а также для оценки уровня риска перенапряжения в различных узлах, вызванного торговлей между частными лицами, выражение для RC-NUC определяется следующим образом:

$$\lambda_{\text{RC-NUC},ij} = \alpha_{\text{RC},ij} (\lambda_{\text{DLMP},i} - \lambda_{\text{DLMP},j}) / 2 \quad (34)$$

где  $\lambda_{\text{DLMP},i}$  — это DLMP узла  $i$ , который можно получить из двойственных переменных, связанных с задачей P2, а конкретное аналитическое выражение можно найти в [27].

При любой торговле между частными лицами производители-потребители  $i$  и  $j$  получают справедливую сумму RC-NUC, что означает отсутствие ценовой дискриминации. Сумма RC может гибко обновляться в зависимости от изменений напряжения. Когда напряжение приближается к безопасному пределу, производители-потребители столкнутся с более высокой суммой RC-NUC, что побудит их корректировать свое торговое поведение в соответствии с условиями сети. В то же время, сумма RC не повлияет на физический или экономический смысл исходной суммы NUC. Таким образом, сумма RC-NUC побуждает производителей-потребителей изменять свое торговое поведение в соответствии с ограничениями сети.

### 2.3 Метод решения для двухуровневой структуры

Исходя из моделей, разработанных в предыдущих двух разделах, становится ясно, что производители-потребители будут участвовать в одноранговом рынке в максимально возможной степени, чтобы минимизировать свои затраты. Оператор распределительной сети стремится максимизировать экономическую выгоду, используя DOE и RC-NUC для управления производителями-потребителями и обеспечения безопасности сети. Таким образом, существует взаимное влияние между оператором распределительной сети и производителями-потребителями, и они будут корректировать свои решения в ответ на стратегии друг друга.

Потребители-производители принимают ценовой сигнал RC-NUC и должны платить дополнительную комиссию за риск при участии в торговле между частными лицами. Учитывая, что и покупатель, и продавец делят прибыль от такого рода торговли поровну, комиссия за риск делится поровну между обеими сторонами. Таким образом, целевая функция и ограничения для потребителей-производителей обновляются следующим образом:

$$(P4) \min C(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}}) = \sum_{t=1}^T \left( C_{k,t}^{\text{MT}} + C_{k,t}^{\text{FL}} + C_{k,t}^{\text{BES}} + C_{k,t}^{\text{P2P}} + C_{k,t}^{\text{P2G}} + \sum_{h \in \mathcal{N}_k} (\alpha_{\text{RC},kh} P_{k,h,t}^{\text{P2P}}) \right) \quad (35)$$

такие как (2)-(16);

$$P_{k,t}^{\text{DOE}} \geq 0 : 0 \leq P_{k,t}^{\text{inj}} \leq P_{k,t}^{\text{DOE}}, \forall t \in \mathcal{T} \ominus, k \in \mathcal{K} \quad (36)$$

$$P_{k,t}^{\text{DOE}} \leq 0 : P_{k,t}^{\text{DOE}} \leq P_{k,t}^{\text{inj}} \leq 0, \forall t \in \mathcal{T} \ominus, k \in \mathcal{K} \quad (37)$$

где  $P_{k,t}^{\text{DOE}}$  обозначает ограничение DOE, установленный DSO. Положительное значение указывает на ограничение импорта, а отрицательное — на ограничение экспорта.

Алгоритм ADMM используется для многократного решения задачи нижнего уровня. Сначала вводятся вспомогательные переменные для разделения ограничений (14):

$$\left( \lambda_{k,h,t}^{\text{P2P}} \right) : P_{k,h,t}^{\text{P2P}} = -P_{h,k,t}^{\text{P2P}} = P_{k,h,t}^{\text{P2P,aux}}, \forall t \in \mathcal{T} \ominus, h \in \mathcal{N}_k \quad (38)$$

where  $P_{k,h,t}^{\text{P2P,aux}}$  represents the introduced auxiliary variable, which can be considered as the estimated P2P trading power of prosumer  $k$ .  $\lambda_{k,h,t}^{\text{P2P}}$  is the Lagrange multiplier, which is defined as the P2P trading price in this paper.

Затем устанавливается расширенная функция Лагранжа. Задача торговли между частными лицами далее разбивается на отдельные подзадачи, которые могут быть решены независимо друг от друга

$$\begin{aligned} (\text{P5}) \min C_{\text{pro},k}(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}}) = & C_{k,t}^{\text{MT}} + C_{k,t}^{\text{FL}} + C_{k,t}^{\text{BES}} + C_{k,t}^{\text{P2G}} + \sum_{h \in \mathcal{N}_k} \left( \alpha_{RC,kh} P_{k,h,t}^{\text{P2P}} \right) + \\ & \sum_{t=1}^T \left( \sum_{h \in \mathcal{N}_k} \left( \lambda_{k,h,t}^{\text{P2P}} \left( P_{k,h,t}^{\text{P2P,aux}} - P_{k,h,t}^{\text{P2P}} \right) + \frac{\rho^{\text{P2P}}}{2} \left\| P_{k,h,t}^{\text{P2P,aux}} - P_{k,h,t}^{\text{P2P}} \right\|_2^2 \right) \right) \end{aligned} \quad (39)$$

такие как (2)-(4), (6)-(13), (15)-(16), (36)-(37), где  $\rho^{\text{P2P}}$  — положительный штрафной коэффициент. Когда получено оптимальное решение нижнего уровня, общие затраты на торговлю между частными лицами для всех потребителей-производителей равны нулю, поэтому целевая функция (39) не включает затраты на такую торговлю.

Пусть  $v$  обозначает количество повторов для ADMM. Правила обновления множителей Лагранжа и вспомогательных переменных следующие:

$$\lambda_{k,h,t}^{\text{P2P},v} = \lambda_{k,h,t}^{\text{P2P},v-1} + \rho^{\text{P2P}} \left( P_{k,h,t}^{\text{P2P},v} - P_{k,h,t}^{\text{P2P,aux},v} \right) \quad (40)$$

$$P_{k,h,t}^{\text{P2P,aux},v} = \left( P_{k,h,t}^{\text{P2P},v} - P_{h,k,t}^{\text{P2P},v} \right) / 2 \quad (41)$$

Критерии сходимости для первичного остаточного значения  $r^v$  и двойных остаточных значений  $s^v$  следующие:

$$r^v = \sum_{k \in \mathcal{K}} \sum_{h \in \mathcal{N}_k} \sum_{t \in \mathcal{T}} \left( P_{k,h,t}^{\text{P2P},v+1} + P_{h,k,t}^{\text{P2P},v+1} \right)^2 \leq \xi_1 \quad (42)$$

$$s^v = \sum_{k \in \mathcal{K}} \sum_{h \in \mathcal{N}_k} \sum_{t \in \mathcal{T}} \left( P_{k,h,t}^{\text{P2P},v+1} - P_{h,k,t}^{\text{P2P},v+1} \right)^2 \leq \xi_2 \quad (43)$$

где  $\xi_1$  и  $\xi_2$  — заданные допустимости погрешности.

Штрафной коэффициент сильно влияет на сходимость ADMM, а фиксированный размер шага сильно зависит от используемых начальных значений. Поэтому в данной работе используется адаптивный подход к обновлению штрафного коэффициента для ускорения скорости сходимости повторов [28]:

$$\rho^{\text{P2P},v+1} = \begin{cases} k^{\text{inc}} \rho^{\text{P2P},v}, r^v > \psi s^v \\ \rho^{\text{P2P},v} / k^{\text{dec}}, s^v > \psi r^v \\ \rho^{\text{P2P},v}, \text{else} \end{cases} \quad (44)$$

где  $\psi$  — константа, используемая для оценки соотношения между прямым и двойным остаточными значениями  $ls$ ;  $k^{\text{inc}}$  и  $dk^{\text{dec}}$  — коэффициенты ускорения и замедления для штрафного коэффициента.

Пусть  $z$  обозначает количество повторов как для верхнего, так и для нижнего уровней. После сходимости цикла нижнего уровня оператор распределительной сети обновляет DLMP и RC-NUC на основе результатов OPF. Когда переменные оператора распределительной сети и производителей-потребителей удовлетворяют (45) и (46), решение ни одной из сторон не изменится, и выгоды будут оптимальными. Риск эффективно устраняется, что приводит к увеличению выгод для участников рынка и обеспечивает безопасность сети в рыночной среде. Доказательство существования динамического баланса между оператором распределительной сети и производителями-потребителями можно найти в Приложении А.

$$x_{k,z+1}^{\text{DSO}} - x_{k,z}^{\text{DSO}} \leq \xi_3 \quad (45)$$

$$x_{k,z+1}^{\text{pro}} - x_{k,z}^{\text{pro}} \leq \xi_4 \quad (46)$$

где  $\xi_3$  и  $\xi_4$  заданные допустимости сходимости.

Решение представлено в Алгоритме 2.

**Algorithm 2** (*The solution program for the proposed optimization model based on RC-NUC and DOE*).

---

```

1: Input:  $\{z^{\max}, v^{\max}, \lambda_{k,t}^{\text{TOU}}, \lambda_{k,t}^{\text{FIT}}, \forall t \in T, i \in N, k \in K\}$ 
2: Output:  $\{\lambda_{\text{RC-NUC}}, P_{k,t}^{\text{DOE}}, [P_{k,h,t}^{\text{P2P}}]_{h \in N_k}, u_{i,t}, \forall t \in T, k \in K, i \in N\}$ 
3: for  $z = 1: z^{\max}$  do
4:     Upper-level: The security management model of DSO
5:     if  $z = 1$  do
6:         Initialize  $\lambda_{\text{RC-NUC}} = 1$ , send  $\lambda_{k,t}^{\text{TOU}}, \lambda_{k,t}^{\text{FIT}}$  and  $\lambda_{\text{RC-NUC}}$ 
7:         to each prosumer.
8:     else
9:         Receive  $P_{k,t}^{\text{inj},v}$  from prosumer  $k \in K$ .
10:        Solve P3 to obtain DOE based on Algorithm 1.
11:        Solve P2 to calculate DLMP and RC.
12:        Update  $\lambda_{\text{RC-NUC},ij}$  by (34).
13:    end
14:    Lower-level: The P2P trading market for prosumers
15:    for  $v = 1: v^{\max}$  do
16:        Solve P5 based on  $P_{k,h,t}^{\text{P2P,aux},v}, \lambda_{k,h,t}^{\text{P2P},v}$  and  $\lambda_{\text{RC-NUC}}$ .
17:        if (42) and (43) are satisfied do.
18:            break.
19:        end
20:        Update  $\lambda_{k,h,t}^{\text{P2P},v+1}, P_{k,h,t}^{\text{P2P,aux},v+1}$  and  $\rho^{\text{P2P},v+1}$  based on
21:        (40), (41) and (44).
22:    end
23:    if (45) and (46) are satisfied do
24:        break.
25:    end
26: end

```

---

## 2.4 Обсуждение задач внедрения

Хотя предложенные в данной статье методы DOE и RC-NUC обладают многообещающим потенциалом применения, их внедрение в реальные распределенные энергетические системы все еще сталкивается с рядом задач. В настоящее время метод DOE первоначально применяется на рынках электроэнергии и в пилотных проектах в Австралии, Европе и США. Например, Южно-Австралийская энергетическая сеть (SAPN) и AusNet Services в штате Виктория внедрили механизм DOE в определенных районах для динамического управления выходной мощностью фотоэлектрических систем и нагрузками зарядки электромобилей [19]. Эти пилотные проекты подтвердили целесообразность применения DOE на распределенных энергетических рынках. Однако широкомасштабное внедрение на одноранговом рынке по-прежнему зависит от дальнейшего развития технологий измерения и связи. Аналогично, хотя RC-NUC может повысить эффективность рынка и безопасность сети за счет ценовых стимулов, его краткосрочное применение может столкнуться со сложностями из-за текущей энергетической политики и рыночного регулирования. Тем не менее, по мере постепенного открытия энергетического рынка, проведения политических реформ и развития моделей распределенной торговли энергией, перспективы внедрения этого метода будут укрепляться. В частности, будущие рынки могут уделять больше внимания роли ценовых механизмов в управлении распределенной энергией для повышения экономической эффективности и безопасности работы сети. На этом фоне ожидается, что предложенный в данной статье метод RC-NUC будет подтвержден и продвинут для будущих практических применений.

### 3. Практический пример

В этом разделе представлены численные результаты, подтверждающие осуществимость предложенного метода. Моделирование проводилось с использованием MATLAB 2020a. Задачи оптимизации моделировались с помощью панели элементов YALMIP и решались с помощью коммерческого алгоритма решения GUROBI 9.1.

#### 3.1. Моделирование системы и настройка параметров

Для проверки эффективности предложенного метода в обеспечении сетевой безопасности в условиях торговли между частными лицами используется модифицированная 33-узловая система IEEE, как показано на рис. 3. Ветроустановки с активной мощностью 1000 кВА установлены в узлах 17 и 32. Потребители-производители подключены к узлам 12, 16, 22 и 31. Величина напряжения в узле 0 установлена на уровне 1 ед. Допустимый диапазон напряжения ограничен значениями  $[0,95, 1,05]$  ед.

Assuming that each trading period in the day-ahead P2P market is  $\Delta t = 1\text{h}$ . The forecast curves of the WT and load power, as well as FiT and ToU are shown in Fig. 4, which can be found in [24]. Each prosumer is equipped with MT, PV, BES, and FL. The prosumers' net load curves are shown in Fig. 5, with specific technical parameters provided in Table 1. These detailed parameter options can be found in [10]. The Lagrange multiplier for the ADMM algorithm is  $\lambda_{k,j,t}^{\text{P2P}} = 0$ , and the initial penalty factor is  $\rho^{\text{P2P},0} = 0.0005$ . The convergence tolerance is set to  $10^{-3}$ .

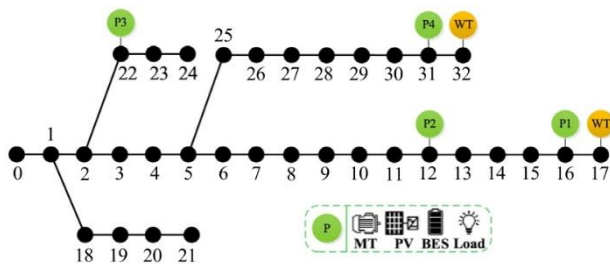


Рис. 3. Структура модифицированной 33-узловой системы IEEE.

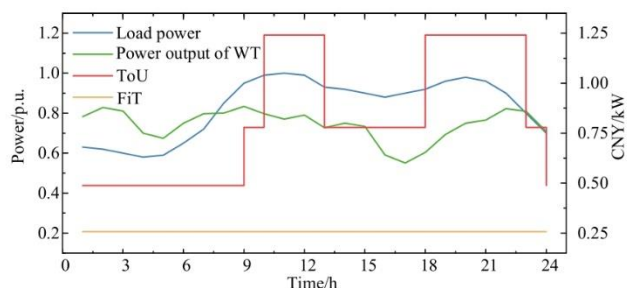


Рис. 4. Кривые прогнозирования нагрузки выходной мощности по параметрам ToU, FiT, WT.

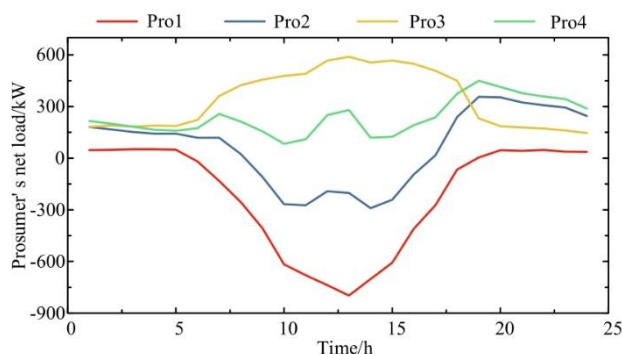


Рис. 5. Кривые чистой нагрузки потребителей-производителей.

Таблица 1. Технические параметры потребителей-производителей.

| Parameter                      | Value                             |
|--------------------------------|-----------------------------------|
| $a_k^{MT}, b_k^{MT}, c_k^{MT}$ | 0.0012, 1.4, 0                    |
| $\mu_k^{FL}, \rho_k^{FL}$      | 0.1, 0.05 CNY/(kW·h) <sup>2</sup> |
| $d_k^{BES}$                    | 0.01 CNY/(kW·h)                   |
| $P_k^{MT}$                     | 500 kW                            |
| $\eta_k^{ch}, \eta_k^{dis}$    | 0.95, 0.96                        |

### 3.2. Анализ производительности интегрированного метода управления RC-NUC и DOE

Для подтверждения эффективности предложенного метода для сравнительного анализа были рассмотрены следующие пять примеров:

Пример 1: Потребители-производители свободно участвуют в торговле между частными лицами, не учитывая ограничения сети.

Пример 2: Потребители-производители участвуют в торговле между частными лицами, управляемой исключительно RC-NUC.

Пример 3: Потребители-производители участвуют в торговле между частными лицами, управляемой RCNUC, используя метод постепенного сужения допустимой области.

Пример 4: Двухуровневая оптимизационная модель, включающая методы DOE и NUC.

Пример 5: В данной статье предложена двухуровневая оптимизационная модель, включающая методы DOE и RC-NUC.

Чтобы подчеркнуть преимущества метода DOE, мы сначала проанализируем случаи без DOE и сравним влияние одноранговых транзакций на напряжения в узлах с использованием и без использования RC-NUC-управления. Как показано на рис. 6(a), в отсутствие сетевых ограничений в течение нескольких периодов возникает значительное перенапряжение. Это особенно заметно в период с 09:00 до 15:00, когда резко возрастает выработка фотоэлектрической энергии. Поскольку производители-потребители стремятся максимизировать свою экономическую выгоду, они, как правило, продают избыток электроэнергии другим производителям-потребителям или в основную сеть. Это приводит к сбою напряжения в определенных узлах, особенно на участках, расположенных вблизи концов распределительных линий. Например, в 12:00 напряжение у потребителя-производителя 1 достигает 1,061 ед., значительно превышая безопасный порог, что указывает на высокий риск перенапряжения. В таких условиях одноранговые транзакции не только представляют риски для безопасности сети, но и могут нарушить работу рынка. Когда RC-NUC используется для управления транзакциями потребителей-производителей, оператор распределительной сети не может рассчитать DLMP в текущих условиях торговли, что приводит к



сбою в регулировании рынка. Этот результат показывает, что без метода DOE полагаться исключительно на RC-NUC может быть недостаточно для эффективного регулирования уровней напряжения.

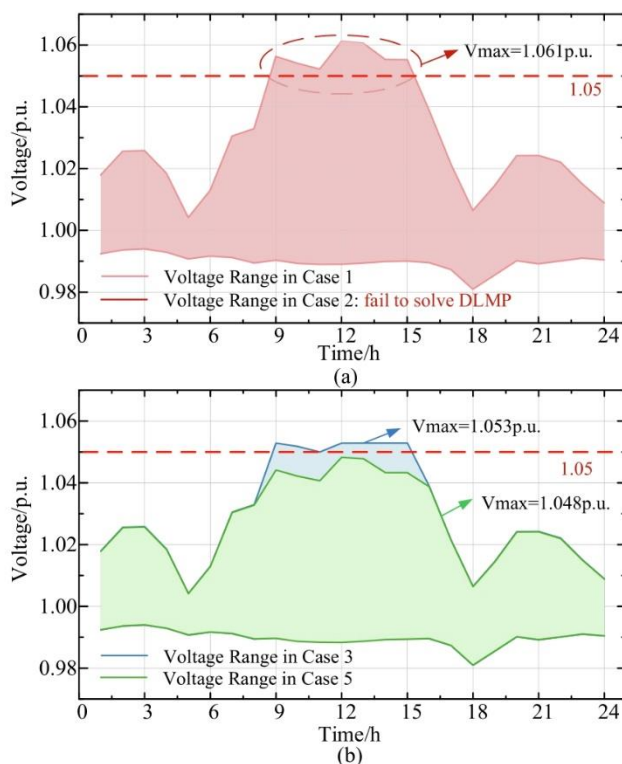


Рис. 6. Амплитуда напряжения сети при различных примерах: (а) пример 1 и пример 2, (б) пример 3 и пример 5.

Поскольку передача мощности между одноранговыми сетями может привести к неразрешимой задаче оптимизации потоков мощности, обычно требуются дополнительные методы для обеспечения возможности решения этой задачи при использовании метода RC-NUC. На рис. 6(б) показаны изменения напряжения при двух стратегиях управления. В качестве примера возьмем шаг  $\Delta V = 0,002$  ед. После шести повторов поиска допустимой области определяется DLMP, когда верхний предел напряжения достигает 1,062 ед., а DSO рассчитывает RC-NUC для дальнейшего управления потребителями-производителями. Результаты показывают, что после применения этого подхода сбой напряжения в период с 09:00 до 15:00 значительно снижается, при этом максимальная амплитуда напряжения уменьшается с 1,061 ед. до 1,053 ед. Однако некоторые узлы все еще превышают пороговое значение безопасности, что указывает на то, что риск перенапряжения не полностью устранен. В отличие от этого, метод DOE явно определяет ограничения допустимой области, обеспечивая разрешимость потоков мощности. Затем одноранговые транзакции дополнительно оптимизируются на основе ценовых сигналов, побуждая узлы с высоким риском поддерживать определенный запас безопасности. По сравнению с примерами без сетевых ограничений, предложенный метод снижает риски нарушения напряжения на 18,31%, значительно повышая безопасность распределительной сети и стабильность транзакций. Кроме того, поскольку DOE предварительно определяет лимиты транзакций, это снижает вычислительную нагрузку, связанную с многократной корректировкой цен, что делает весь процесс оптимизации более эффективным.

В таблице 2 сравнивается влияние начальных значений одноранговой торговой мощности и допустимых размеров шага поиска домена на эффективность навигации RC-NUC. Как показано в таблице, при одинаковом размере шага меньшие начальные значения одноранговой торговой

мощности приводят к меньшему количеству повторов поиска и меньшему времени. При одинаковом начальном значении торговой мощности большие размеры шага приводят к менее эффективному управлению. Таким образом, метод RC-NUC очень чувствителен к выбору начальных значений, и в сочетании с методом постепенного сужения допустимой области размер шага также влияет на время поиска. Кроме того, при больших значениях торговой мощности этот метод может испытывать сложности с обеспечением безопасности напряжения. Однако при использовании метода DOE величина напряжения остается в пределах заданного диапазона, а общее время обработки значительно сокращается, что подчеркивает эффективность и целесообразность метода DOE в обеспечении решаемого потока мощности.

С этой целью оператор распределительной сети (DSO) выполняет расчет DOE перед определением RC-NUC. Ожидаемая мощность импорта и экспорта, выделенная DOE и конечная мощность импорта и экспорта для каждого потребителя-производителя показаны на рис. 7. Поскольку потребители-производители 1 и 2 экспортируют избыток мощности в период с 09:00 до 15:00, это приводит к сбою напряжения на конечных узлах. Как видно на рис. 7, DOE потребителей-производителей 1 и 2 снижен в различной степени по сравнению с ожидаемыми объемами экспорта. После учета DOE новый раунд торговли между частными лицами ограничен пределами DOE.

В заключение, в пределах безопасной допустимой области, определяемой методом DOE, производители-потребители корректируют свои стратегии планирования и торговые стратегии с другими участниками рынка для обеспечения стабильности напряжения. Таким образом, сочетание методов DOE и RC-NUC может эффективно устранить недостатки подхода с постепенным сужением допустимой области.

Для доказательства превосходства предложенного метода RC-NUC над существующим методом NUC в снижении системных рисков мы провели расчеты и сравнение обоих методов в рамках DOE для оценки их эффективности управления. Поскольку узлы с высоким риском в основном расположены в конце распределительных линий, узел 18 выбран в качестве представителя для анализа напряжения. На рис. 8 сравниваются величины напряжения в узле 18 при использовании обоих методов. По сравнению с NUC, метод RC-NUC демонстрирует лучшее регулирование напряжения, когда напряжение превышает 1,04 ед. (например, с 10:00 до 14:00), снижая максимальное напряжение в узле 18 с 1,048 ед. до 1,045 ед. Более того, когда амплитуда напряжения ниже 1,04 ед., разница между эффективностью контроля с помощью двух методов невелика, что указывает на особую эффективность RCNUC в снижении рисков по мере приближения напряжения к пороговому значению сбоя.

Причина, по которой RC-NUC может работать более эффективно в периоды высокого риска перенапряжения, заключается в том, что этот метод учитывает влияние одноранговых транзакций на физическую структуру сети и может более точно отражать влияние различных транзакций на напряжение сети. В частности, за счет увеличения стоимости транзакций для узлов с высоким риском, RC-NUC направляет потребителей-производителей на снижение обратного потока энергии в области, близкие к пороговым значениям сбоя напряжения, тем самым эффективно снижая риск перенапряжения. В отличие от этого, традиционный механизм NUC основан только на общих ограничениях потока мощности, что не позволяет в полной мере описать влияние одноранговых транзакций на локальное напряжение, поэтому его регулирующие возможности слабы при вариантах моделирования высокого риска. Приведенное выше сравнение показывает, что механизм RC-NUC не только более эффективно снижает вероятность превышения предельных значений напряжения, но и обеспечивает более точное управление в области торговли в ключевые периоды высокого риска, тем самым дополнительно повышая безопасность системы и операционную стабильность. Это подтверждает устойчивость и практическую ценность RC-NUC в повышении безопасности энергосистемы в условиях распределенной энергетики.

Таблица 2. Сравнение влияния алгоритма RC-NUC на эффективность одноранговой торговли при различных значениях мощности и шага.

| Method                              | P2P trading power        | Step size $\Delta V$ | Number of searches | Maximum voltage magnitude | Time  |
|-------------------------------------|--------------------------|----------------------|--------------------|---------------------------|-------|
| Gradually shrinking feasible domain | $P_{case1}^{P2P}$        | 0.001                | 11                 | 1.0517                    | 965 s |
|                                     |                          | 0.002                | 6                  | 1.0530                    | 572 s |
|                                     |                          | 0.005                | 3                  | 1.0564                    | 324 s |
|                                     | $P_{case1}^{P2P} * 0.95$ | 0.002                | 5                  | 1.0521                    | 486 s |
|                                     | $P_{case1}^{P2P} * 0.90$ | 0.002                | 3                  | 1.0485                    | 398 s |
| DOE                                 | $P_{case1}^{P2P}$        | /                    |                    | 1.05                      | 264 s |

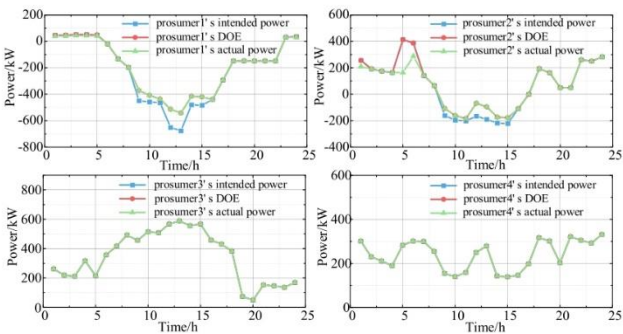


Рис. 7. Предполагаемая мощность, рассчитанная производителем-потребителем, DOE и фактическая мощность.

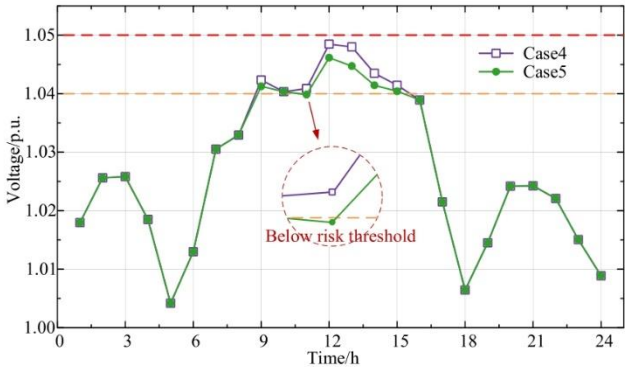


Рис. 8. Сравнение амплитуды напряжения в узле 18 при различных ориентирах доходности.

Кроме того, для дальнейшей оценки эффективности предложенного RC-NUC на рис. 9 сравниваются цены на электроэнергию и устойчивость напряжения в примерах 4 и 5 при колебаниях производства возобновляемой энергии. Взяв в качестве примера ориентировочную стоимость между производителями-потребителями 1 и 4, в случае колебаний производства фотоэлектрической энергии на 5% и 10% фактическая расчетная цена (пунктирная линия) будет иметь определенное отклонение от цены, полученной без учета колебаний (сплошная линия). По сравнению с традиционным NUC, используемым в примере 4, погрешность RC-NUC, используемого в примере 5, меньше в условиях неопределенности благодаря учету определенного запаса напряжения. Если колебания приводят к приближению напряжения узла к пограничному значению, более высокое значение RC гарантирует, что ориентировочная стоимость отражает эти колебания, снижая риски. Также на рисунке видно, что с 12:00 до 15:00 значение NUC остается низким при колебаниях возобновляемой энергии, не обеспечивая эффективного регулирования диапазона напряжения. Напротив, введение RC повышает эффективность целевого управления для потребителей-производителей, гарантируя, что метод остается эффективным даже в условиях неопределенности. Независимо от того, составляет ли колебание 5% или 10%, пример 4 не

обеспечивает эффективного реагирования на неопределенность, что приводит к нарушению системных ограничений. Однако пример 5 успешно поддерживает напряжение системы в безопасном диапазоне в обоих условиях, доказывая, что метод RCNUC эффективно снижает влияние неопределенности на транзакции и безопасность системы.

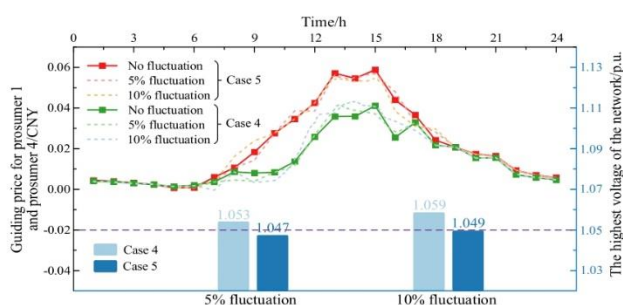


Рис. 9. Сравнение цен и безопасности напряжения при колебаниях

### 3.3. Результаты одноранговых транзакций и анализ алгоритмов

#### 1) Результаты торговой деятельности производителей-производителей при RC-NUC

Итоговое значение RC-NUC, полученное производителем-производителем 1, показано на рис. 10. В период с 09:00 до 15:00, благодаря высокому уровню производства фотоэлектрической энергии, производители-потребители могут мобилизовать больше энергии, поэтому одноранговые транзакции происходят чаще, и значение RC-NUC достигает пика. Поскольку торговля между производителями-потребителями 1 и 2 оказывает минимальное влияние на напряжение, значение RC-NUC составляет менее 0,02 юаня/кВт. Однако между производителями-потребителями 1 и производителями-потребителями 3 и 4 происходят частые транзакции, что может привести к риску превышения предельного значения напряжения, когда сеть находится в критическом состоянии. Таким образом, получаемая сумма RC-NUC значительна и достигает 0,082 юаня/кВт. После получения RC-NUC производитель электроэнергии должен оплатить дополнительные операционные издержки, связанные с риском, что стимулирует его корректировать объемы торговли для снижения рисков. В целом, удельная цена операционных издержек, связанных с риском, которые должны платить производители электроэнергии, относительно низка, а это означает, что RC-NUC не повлияет на экономические выгоды производителей электроэнергии, участвующих в одноранговых транзакциях, и будет способствовать совершению сделок, благоприятных для энергосети.

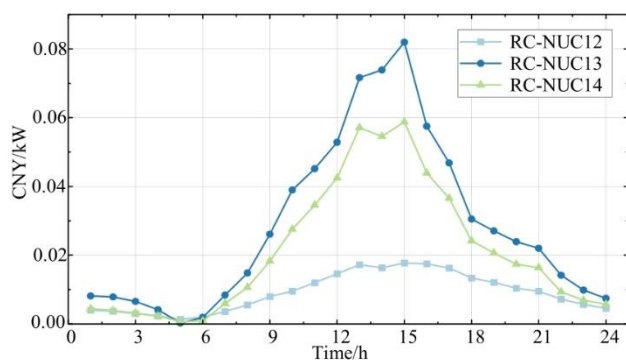


Рис. 10. Производитель-потребитель 1 с RC-NUC.

Под управлением RU-NUC производители-потребители корректируют свою одноранговую торговую мощность в ответ на ценовые сигналы. Поскольку напряжение работает вблизи верхней границы безопасности при  $t = 12$  и  $t = 13$ , на рис. 11 показана общая одноранговая торговая мощность каждого производителя-потребителя в течение этих периодов. Результаты указывают на общее снижение объемов торговли для снижения риска возникновения сбоя напряжения. Снижение мощности для производителей-потребителей 1 и 2 относительно велико, что указывает на то, что торговля в эти периоды с большей вероятностью может привести к сетевым рискам. Благодаря управлению RU-NUC производители-потребители сокращают часть своей торговой мощности и обеспечивают сетевую безопасность, приумножая при этом свои интересы.

В таблице 3 представлено сравнение затрат потребителей-производителей в различных случаях. Потребители-производители достигают самых низких затрат, когда свободно участвуют в одноранговом рынке. Это объясняется тем, что при отсутствии ограничений сетевой безопасности потребители-производители могут максимально использовать внутренние гибкие ресурсы, обеспечивая оптимальную взаимодополняемость энергии посредством торговли между частными лицами. Напротив, при управлении RC-NUC потребители-производители несут дополнительные рисковые издержки, что приводит к увеличению затрат. Однако по сравнению со случаем, когда потребители-производители могут торговать энергией только с DSO, преимущества в затратах остаются значительными, что стимулирует потребителей-производителей продолжать участвовать в одноранговом рынке. Это подчеркивает эффективность предложенного метода в балансировании экономических интересов потребителей-производителей.

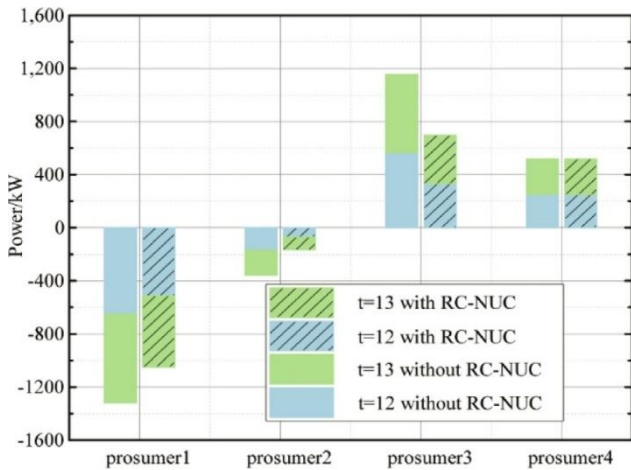


Рис. 11. Суммарная одноранговая торговая мощность у различных производителей-потребителей.

Таблица 3. Сравнение операционных затрат производителей-потребителей.

| Case         | Cost/CNY  |          |          |          |
|--------------|-----------|----------|----------|----------|
|              | Pro 1     | Pro 2    | Pro 3    | Pro 4    |
| P2P          | -3682.056 | 1119.855 | 5520.570 | 4230.589 |
| DOE + RC-NUC | -3395.396 | 1329.612 | 6233.668 | 4617.173 |
| No P2P       | -3164.225 | 1532.529 | 6924.967 | 4901.418 |

## 2) Анализ производительности распределенного алгоритма

В данной работе используется адаптивный метод выбора штрафного коэффициента для повышения эффективности решения задачи торговли между частными лицами. На рис. 12 сравнивается сходимость исходных и двойных остаточных значений при фиксированном и адаптивном штрафном коэффициенте. Результаты показывают, что, когда исходное остаточное значение значительно больше или меньше двойного остаточного значения, улучшенный ADMM динамически корректирует размер шага, эффективно сокращая количество повторов и повышая

общую эффективность сходимости. В тестовом случае предложенный алгоритм сокращает среднее количество повторов со 118 до 59, значительно ускоряя вычислительный процесс.

В таблице 4 дополнительно оценивается сходимость распределенного алгоритма на основе ADMM с использованием фиксированных и адаптивных штрафных коэффициентов при различных размерах шага. Результаты показывают, что традиционный ADMM очень чувствителен к выбору начального размера шага. При малом размере шага скорость сходимости алгоритма низкая, а количество повторов значительно увеличивается. При большом размере шага это может привести к колебаниям или расходимости, что влияет на стабильность сходимости. В отличие от этого, ADMM с адаптивным штрафным коэффициентом ускоряет стабилизацию процесса оптимизации за счет динамической регулировки размера шага, тем самым уменьшая зависимость от начального размера шага. При всех протестированных размерах шага время решения предлагаемого алгоритма сокращается в среднем на 32,3%, что демонстрирует лучшую эффективность сходимости и устойчивость, что подходит для крупномасштабных задач оптимизации одноранговых транзакций.

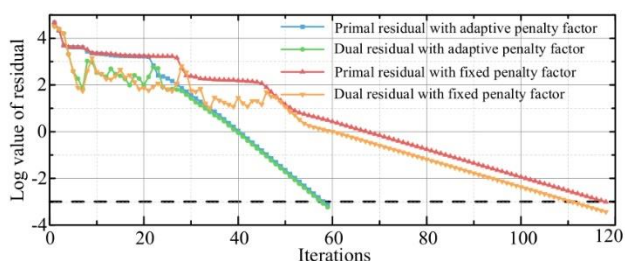


Рис. 12. Первичное и двойное остаточное значение фиксированного и адаптивного штрафного коэффициента.

Таблица 4. Сравнение скорости решения при различных размерах шага.

| Penalty factor  | Fixed penalty factor |       | Adaptive penalty factor |      |
|-----------------|----------------------|-------|-------------------------|------|
|                 | Iterations           | Time  | Iterations              | Time |
| $\rho = 0.001$  | 37                   | 39 s  | 36                      | 37 s |
| $\rho = 0.0005$ | 63                   | 57 s  | 51                      | 52 s |
| $\rho = 0.0003$ | 118                  | 105 s | 59                      | 56 s |
| $\rho = 0.0001$ | 318                  | 287 s | 93                      | 90 s |

#### 4. Заключение

В данной статье предлагается новая двухуровневая структура, основанная на DOE и RC-NUC, для планирования координации между DSO и производителями-потребителями на одноранговом рынке торговли. Верхний уровень использует DOE и RC-NUC для управления стратегиями торговли производителей-потребителей и обеспечения безопасности сети. Нижний уровень строит децентрализованный одноранговый рынок, на котором обмениваются только информацией о ценах и электроэнергии для защиты конфиденциальности. Разработанная структура была протестирована на улучшенной 33-узловой распределительной сети IEEE, и результаты показывают следующее: (1) RC-NUC полностью учитывает влияние одноранговых транзакций на потоки мощности в сети. По сравнению с традиционным NUC, он более точно направляет потребителей-производителей в корректировке их торговых операций, снижая риск нарушения напряжения на 18,31%. (2) Интегрированный DOE динамически корректирует оптимальную мощность импорта/экспорта, позволяя потребителям-производителям свободно определять мощность и цену одноранговой торговли в допустимом диапазоне, обеспечивая при этом возможность решения вычислений верхнего уровня OPF. (3) ADMM с адаптивным штрафным коэффициентом

повышает сходимость вычислений, сокращая среднее время решения на 32,3%, сохраняя при этом независимость и конфиденциальность торговых операций.

В данном исследовании предполагается, что DOE выполняется в определённой среде. Дальнейшие исследования будут сосредоточены на разработке надежных методов расчета DOE для более эффективного учета рисков, связанных с колебаниями производства возобновляемой энергии и одноранговыми транзакциями в работе сети. Кроме того, по мере расширения масштабов однорангового рынка сложность расчетов DOE и RC-NUC значительно возрастет. Мы изучим более эффективные распределенные алгоритмы связи для снижения накладных расходов, улучшения координации системы и дальнейшего повышения практичности методов, предложенных в данной работе.

#### **О вкладе авторов в проект CRediT**

**Лэй Донг:** научное руководство, написание — рецензирование и редактирование. **Куанг Чжанг:** визуализация, концептуализация, написание — первоначальный вариант, методология. **Шимин Чжанг:** научное руководство, проверка достоверности. **Тао Чжанг:** научное руководство, проверка достоверности. **Е Ли:** научное руководство. **Цзи Сяо:** научное руководство.

#### **О конфликте интересов**

Авторы заявляют о наличии следующих финансовых интересов/личных связей, которые могут рассматриваться как потенциальный конфликт интересов: в настоящее время Е Ли и Цзи Сяо работают в Китайском научно-исследовательском институте электроэнергетики.

#### **Благодарности**

Данная работа была профинансирована Национальным фондом естественных наук Китая (номер гранта/решения: 52277098).

#### **Приложение А**

Уникальное динамическое равновесие между оператором распределительной сети и потребителями-производителями устанавливается при соблюдении следующих условий:

- 1) Множества стратегий как оператора распределительной сети, так и производителей-потребителей являются непустыми, компактными и выпуклыми;
- 2) Для любой заданной стратегии оператора распределительной сети у каждого производителя-потребителя есть уникальное оптимальное решение;
- 3) Для каждой стратегии производителя-потребителя у оператора распределительной сети есть единственное оптимальное решение.

#### **Доказательство**

1) На основе модели, предложенной в данной работе, можно сделать вывод о том, что стратегии DSO должны удовлетворять (18)-(26). Аналогично, стратегии производителей-потребителей должны удовлетворять (7)-(13), (15)-(16) и (36)-(37). Следовательно, отсюда следует, что множества стратегий как DSO, так и производителей-потребителей обладают свойствами непустоты, компактности и выпуклости.



2) Prove that given a specific strategy of the DSO, all prosumers have a unique optimal solution, we will use the prosumer  $k$  as an example. The objective function, represented by (35), can be differentiated concerning  $P_{k,t}^{\text{MT}}$ ,  $P_{k,t}^{\text{FL}}$ ,  $P_{k,t}^{\text{dis}}$ ,  $P_{k,t}^{\text{ch}}$ ,  $P_{k,t}^{\text{P2G,b}}$ ,  $P_{k,t}^{\text{P2G,s}}$ ,  $\left[P_{k,h,t}^{\text{P2P}}\right]_{h \in \mathcal{N}_k}$  and the first-order partial derivatives can be computed accordingly:

$$\frac{\partial C(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}})}{\partial P_{k,t}^{\text{MT}}} = 2a_k^{\text{MT}} P_{k,t}^{\text{MT}} + b_k^{\text{MT}} \quad (\text{A1})$$

$$\frac{\partial(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}})}{\partial P_{k,t}^{\text{FL}}} = 2\beta_k^{\text{FL}} (P_{k,t}^{\text{FL}} - P_{k,t}^{\text{d}}) \quad (\text{A2})$$

$$\frac{\partial(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}})}{\partial P_{k,t}^{\text{dis}}} = d_k^{\text{BES}} \quad (\text{A3})$$

$$\frac{\partial(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}})}{\partial P_{k,t}^{\text{ch}}} = d_k^{\text{BES}} \quad (\text{A4})$$

$$\frac{\partial(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}})}{\partial P_{k,t}^{\text{P2G,b}}} = \lambda_{k,t}^{\text{TOU}} \quad (\text{A5})$$

$$\frac{\partial(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}})}{\partial P_{k,t}^{\text{P2G,s}}} = -\lambda_{k,t}^{\text{FIT}} \quad (\text{A6})$$

$$\frac{\partial(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}})}{\partial P_{k,h,t}^{\text{P2P}}} = p_{k,h,t}^r \quad (\text{A7})$$

Для  $P_{k,t}^{\text{dis}}$ ,  $P_{k,t}^{\text{ch}}$ ,  $P_{k,t}^{\text{P2G,b}}$ ,  $P_{k,t}^{\text{P2G,s}}$ ,  $\left[P_{k,h,t}^{\text{P2P}}\right]_{h \in \mathcal{N}_k}$ , его первые производные постоянны, что указывает на линейную зависимость от целевой функции. Следовательно, для любой стратегии DSO потребитель-производитель  $k$  будет иметь уникальное значение реагирования.

Пусть частные производные первого порядка  $P_{k,t}^{\text{MT}}$  и  $P_{k,t}^{\text{FL}}$  равны 0, тогда:

$$P_{k0,t}^{\text{MT}} = -b_k^{\text{MT}} / 2a_k^{\text{MT}} \quad (\text{A8})$$

$$P_{k0,t}^{\text{FL}} = P_{k,t}^{\text{d}} \quad (\text{A9})$$

Далее, взяв частные производные второго порядка для  $P_{k,t}^{\text{MT}}$  и  $P_{k,t}^{\text{FL}}$ , соответственно, получаем:

$$\frac{\partial^2(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}})}{\partial (P_{k,t}^{\text{MT}})^2} = 2a_k^{\text{MT}} \quad (\text{A10})$$

$$\frac{\partial^2(\mathbf{x}_{k,t}^{\text{pro}})}{\partial (P_{k,t}^{\text{FL}})^2} = 2\beta_k^{\text{FL}} \quad (\text{A11})$$



Since the cost coefficients are positive, the second-order derivatives are always greater than 0. Therefore, both  $P_{k,t}^{MT}$  and  $P_{k,t}^{FL}$  represent the maximum point of the objective function (35). However, due to the constraints of the strategy interval, when the RC-NUC changes, the extreme points may be located on the boundaries of the interval. Therefore, the optimal values of the prosumer strategy for  $P_{k,t}^{MT}$  and  $P_{k,t}^{FL}$  can be expressed as:

$$P_{k,t}^{MT*} \in \{0, P_{k0,t}^{MT}, P_{k,max}^{MT}\} \quad (A12)$$

$$P_{k,t}^{FL*} \in \{0, P_{k0,t}^{FL}, P_{k,max}^{FL}\} \quad (A13)$$

Таким образом, независимо от конкретных значений, при заданном значении RC-NUC для оператора распределительной сети существует ровно одно оптимальное решение для производителей-потребителей, соответствующее данной стратегии.

3) Когда стратегии потребителей-производителей определены, оператор распределительной сети (DSO) имеет единственное оптимальное решение. Цель DSO обычно заключается в максимизации экономической прибыли или минимизации эксплуатационных затрат, при этом переменными решения являются выходная мощность распределенных источников энергии (DER), напряжения в узлах и потоки в ветвях, которые вместе образуют типичную невыпуклую задачу нелинейного программирования. В данной работе используются методы релаксации конуса второго порядка для преобразования этой задачи в модель программирования конуса второго порядка. В [29] указано, что этот метод преобразования эффективен при решении задач оптимизации потоков мощности и обеспечивает уникальность решения. Используя такие алгоритмы решения, как Gurobi, Mosek и CPLEX, можно получить глобально оптимальное решение. Поскольку DLMP выводится из результатов OPF, и существует взаимно однозначное соответствие между решениями DLMP и OPF, оптимальная стратегия DSO остается единственной, когда заданы стратегии потребителей-производителей.

#### Список используемой литературы

- [1] З. Ван, С. Ю, Ю. Му и др., Распределенный метод одноранговых энергетических транзакций для диверсифицированных потребителей-производителей в городской микросети, Appl.Energy 260 (2020) 114327.
- [2] Т. Чжан, С. Ю, Ю. Му и др., Восстановление множественных источников для мягких открытых точек в распределительных сетях с помощью двухэтапного ускоренного алгоритма, IEEE Trans.Sustain.Energy 14 (2) (2022)892-905.
- [3] З. Ван, Л. Донг, С. Чжан и др., Моделирование рыночной власти и ограничение агрегированных потребителей-производителей в одноранговой торговле энергией: подход на основе теории игр, Appl.Energy 348 (2023) 121550.
- [4] Т. Цзян, Т. Хуа, Х. Сяо и др., Метод одноранговых транзакций для распределенных потребителей-производителей энергии на основе репутационной ценности, Global Energy Interconnect.6 (3) (2023) 308-323.
- [5] Ю. Чен, У. Пей, Х. Сяо и др., Механизм AGV, совместимый с системой стимулирования и сбалансированный по бюджету, для одноранговой торговли энергией в интеллектуальных сетях, Global Energy Interconnect.6 (1) (2023) 26-35.

- [6] К. Фенг, Б. Лян, З. Ли и др., Торговля энергией между узлами сети с учетом сетевых ограничений на основе обобщенного быстрого двойного подъема, *IEEE Trans.Smart Grid* 14 (2) (2022) 1441-1453
- [7] М. Ян, М. Шахидехпур, А. Паасо и др., Оптимизация транзакционной торговли энергией между узлами сети с учетом ограничений распределительной сети, *IEEE Trans.Smart Grid* 12 (2) (2) 1 -1047.
- [8] Х.Хоу, З.Ван, Б.Чжао и др., Одноранговая торговля энергией между несколькими микросетями с учетом рисков неопределенности и реконфигурации распределительной сети: полностью распределенный метод оптимизации, *Int.J.Electr.Power Energy Syst.* 153 (2023) 109316.
- [9] К.Лонг, Л.Ф.Очоа, Управление напряжением в низковольтных сетях с большим количеством фотоэлектрических элементов: трансформаторы и конденсаторные батареи с OLTC, *IEEE Trans.Power Syst.* 31 (5) (2015) 4016-4025.
- [10] Ю.Лю, К.Сун, А.Паудель и др., Полностью децентрализованная одноранговая торговля энергией в активных распределительных сетях с регулированием напряжения, *IEEE Trans.Smart Grid* 14 (2) (2022) 1466-1481
- [11] Ю.Цзоу, Ю.Сюй, Дж.Ли, Aggregator-network coordinated peer-to-peer multi-energy trading via adaptive robust stochastic optimization, *IEEE Trans.Power Syst.* (2024).
- [12] К. Чжан, С. Тройтш, С. Ханиф и др., Скоординированное проектирование рынка для одноранговой торговли энергией и вспомогательных услуг в распределительных сетях, *IEEE Trans.Smart Grid* 11 (4) (2020) 2929-2941.
- [13] Х. Руан, Х. Гао, Х. Б. Гоой и др., Активное управление работой распределительной сети, интегрированное с P2P-торговлей, *Appl.Energy* 323 (2022) 119632.
- [14] Х. Яо, Ю. Сян, Дж. Лю, Планирование расширения распределительной сети на основе P2P-транзакций виртуальных производителей-потребителей, *IEEE Trans.Power Syst.* 39 (1) (2023) 1044-1057.
- [15] Д. Ф. Ботелью, Л. В. де Оливейра, Б. Х. Диас и др., Интегрированный подход производителей-потребителей-операторов распределительных сетей, применяемый в одноранговой торговле энергией и резервами с учетом сетевых ограничений, *Appl.Energy* 317 (2022) 119125.
- [16] Т.Р. Риччиарди, К. Петру, Дж.Ф. Франко и др., Определение пределов экспорта потребителей в низковольтных сетях с большим количеством фотоэлектрических систем, *IEEE Trans.Power Syst.* 34 (1) (2018) 87-97.
- [17] Дж. Бридж, Пределы экспорта для встроенных генераторов мощностью до 200 кВА, подключенных к низковольтной сети, *AusNet Services*, Мельбурн, Австралия, 2017.
- [18] М.З. Лю, Л.Н. Очоа, С. Риаз и др., Услуги сети и рынка с периферии: использование рабочих параметров для раскрытия гибкости снизу вверх, учитывающей особенности сети, *IEEE Power Energ. Mag.* 19 (4) (2021) 52-62.
- [19] Л. Блэкхолл, О расчете и использовании динамических рабочих диапазонов, Австралийский национальный университет, Канберра, АСТ, 2020.
- [20] К. Петру, А.Т. Прокопиу, Л. Гутьеррес-Лагос и др., Обеспечение целостности распределительной сети с использованием динамических ограничений работы для потребителей-производителей, *IEEE Trans.Smart Grid* 12 (5) (2021) 3877-3888.
- [21] Ю.З. Гердрудбари, М. Хорасани, Р. Раззаги, Динамические рабочие диапазоны PQ для потребителей-производителей в распределительных сетях, *Appl.Energy* 325 (2022) 119757.

- [22] З. Ли, Ю. Сюй, Оптимальная работа многоэнергетической микросети с временной координацией в условиях различных неопределенностей, *Appl.Energy* 240 (2019) 719-729.
- [23] Б. Чжан, Ц. Ли, Л. Ван и др., Надежная оптимизация энергетических транзакций в многомикросетях в условиях неопределенности, *Appl.Energy* 217 (2018) 346-360.
- [24] Л. Донг, С. Чжан, Т. Чжан и др., Двухуровневая оптимизация игры DSO-потребителей-производителей на основе ценового руководства по риску в условиях P2P-энергетического рынка, *Appl.Energy* 361 (2024) 122893.
- [25] М. Фаривар, С. Х. Лоу, Модель потока ветвей: релаксация и выпуклость — Часть I, *IEEE Trans.Power Syst.* 8 (3) (2013) 2554-2564.
- [26] Т. Динг, Р. Лу, Ю. Ян и др., Условие эквивалентности между моделями ввода в шину и потоками в ветвях в радиальных сетях, *IEEE Trans.Circuits Syst.Express Briefs* 67 (3) (2019) 536-540.
- [27] А. Папавасилиу, Анализ предельных цен распределения, *IEEE Trans.Smart Grid* 9 (5) (2017) 4872-4882.
- [28] Л. Ван, Ц. Чжоу, З. Сюн и др., Децентрализованная одноранговая транзакционная торговля энергией с ограничениями безопасности в распределительных системах, *CSEE J.Power Energy Syst* 8 (1) (2021) 188-197.
- [29] Ю. Ву, Дж. Ши, Г. Дж. Лим и др., Оптимальное управление рынками электроэнергии с транзакционным распределением с ко-оптимизированным двунаправленным обменом энергией и вспомогательными услугами, *IEEE Trans.Smart Grid* 11(6) (2020) 4650-4661.

Получено 4 декабря 2024 г.; отредактировано 16 февраля 2025 г.; принято 26 февраля 2025 г.

Экспертная оценка проводится под руководством компании Global Energy Interconnection Group Co.Ltd.

Адреса электронных почт: donglei@ncepu.edu.cn (Л.Донг), zhangkuang2024@163.com (К.Чжанг), zsming85@163.com (Ш.Чжанг), zhangtao@hfut.edu.cn (Т.Чжанг), liye@epri.sgcc.com.cn (Е.Ли), qiaoji@epri.sgcc.com.cn (Ц.Сяо)

Эта статья переведена из журнала <Global Energy Interconnection> (ISSN: 2096-5117), выпуск 4, 2025 г. Оригинальное название статьи:< Peer-to-peer transaction with voltage management strategy in distribution network considering trading risk>. Перевод предоставляется исключительно для справки; преимущественную силу имеет оригинал: <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2025.02.004>

2096-5117/© 2025 Global Energy Interconnection Group Co.Ltd. Издательские услуги предоставлены Elsevier B.V. от имени KeAi Communications Co.Ltd.

Эта статья с открытым доступом, распространяемая по лицензии CC BY-NC-ND (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



**Лэй Донг**, профессор Северо-Китайского электроэнергетического университета, научный руководитель. Ее научные интересы включают в себя оптимальное диспетчерское управление и оперативное регулирование энергосетей, оптимизацию комплексных энергетических систем, применение искусственного интеллекта в энергосистемах и др.